

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 пластов-коллекторов
Васюганской свиты на примере Южно-Островного месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 4 курса 403 группы
направления 05.03.01 геология
геологического ф-та
Иралиевой Асель Нуржановны

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. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород являются основной информацией при проведении подсчета запасов нефти и газа. В последние годы промыслово-геофизическая информация широко используется при проектировании разработки месторождений нефти и газа, а также при контроле и анализе процесса разработки, т.к. обеспечивает получение всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов.

Актуальность данной работы состоит в том, что для определения подсчетных параметров используются многочисленные способы обработки геофизической информации. Значительная их часть петрофизически обоснована и объективно учитывает реальные возможности геофизических методов и точность измерений геофизических параметров серийной аппаратурой. Их применение правомерно и дает надежную геологическую интерпретацию. Однако, нередко наблюдаются случаи недостаточного учета всей геолого-геофизической информации при интерпретации геофизических материалов и использования моделей коллектора, правильных по существу, но не соответствующих типу изучаемого коллектора, что приводит к существенным ошибкам при оценке запасов нефти и газа.

В данной работе территорией исследования является Южно-Островное месторождение, нефтеносность которого связана с отложениями верхнеюрского и ачимовского нефтегазоносных комплексов (НГК): пластом ЮВ₁¹ Южно-Островного месторождения; (в балансе пласт индексируется ЮВ₁), и пластами Ач₂-Ач₃² (в балансе залежь индексируется «Ачимовская толща»).

Геофизические исследования, проводимые во всех скважинах Южно-Островного месторождения являются одним из основных видов геологической документации скважин, бурящихся для поисков, разведки и добычи нефти и газа. Их применяют для решения геологических, технических и технологических задач, возникающих на всех этапах жизни скважины. Геофизические исследования скважин (ГИС) по Южно-

Островному месторождению составляют информационную основу для подсчёта запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки.

Целью написания выпускной квалификационной работы являлось определение геолого-геофизических характеристик пластов-коллекторов Васюганской свиты верхней юры на примере Южно-Островного месторождения.

Задачи:

1. Дать геолого-геофизическую характеристику Южно-Островного месторождения;
2. Ознакомиться с методикой комплексной интерпретации ГИС, применяемой на скважинах Южно-Островного месторождения;
3. Провести комплексную интерпретацию данных ГИС по скважине №А3 Южно-Островного месторождения;
4. Определить фильтрационно-ёмкостные свойства выделенных коллекторов и коэффициенты нефтегазонасыщения и водонасыщения по данным ГИС;

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 3-х разделов, заключения, списка литературы и приложений.

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен геолого-геофизическая характеристика изучаемой территории. Включает в себя 4 подраздела. Подраздел 1.1 «Административное расположение и степень изученности Южно-Островного месторождения» с описанием административного расположения месторождения, краткие физико-географические сведения о территории. Месторождение находится в Нижневартовском и Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение расположено на территории одноименного лицензионного участка, на котором, кроме собственно Южно-Островного месторождения, располагается часть Ново-Покурского месторождения. Непосредственно на месторождении населенных пунктов нет. Ближайшие города от границ

Южно-Островного лицензионного участка: – Мегион - ≈ 75 км на северо-восток, районный центр г. Нижневартовск – около 100 км на северо-восток и районный центр г. Сургут - ≈ 120 км на северо-запад.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» дается стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. Геологический разрез Южно-Островного месторождения представлен породами 3-х структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, промежуточного комплекса и палеозойского складчатого фундамента.

В подразделе 1.3 «Тектоника и особенности строения Южно-Островной структуры» описано тектоническое строение и районирование территории, к которой приурочено месторождение. На тектонической карте мезо-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты под редакцией Нестерова И.И. 1990 г. где отображена морфология основных структурно-тектонических элементов, Южно-Островная структура закартирована в пределах Южно-Вартовской малой моноклинали, ограничивающей западную окраину Нижневартовского свода. Южно-Островное локальное поднятие примыкает с востока к Восточно-Киньяминскому малому прогибу, который занимает большую часть площади лицензионного участка. На севере лицензионного участка в пределах Восточно-Киньяминского малого прогиба расположено Нижне-Островное локальное поднятие

В подразделе 1.4 «Нефтегазоносность» по нефтегеологическому районированию Южно-Островное месторождение относится к Нижневартовскому нефтегазоносному району (НГР), находится в центральной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), в окружении известных нефтяных месторождений: Новопокурского, Киньяминского, Кетовского. Непосредственно на территории лицензионного участка, промышленный этаж представлен отложениями верхней части васюганской свиты юрского возраста, где основным объектом является регионально нефтеносный пласт ЮВ₁¹. **Залежь пласта ЮВ₁¹**. Согласно

баланса запасов залежь нефти ЮВ₁ (ЮВ₁¹) определена как пластово-сводовая, ограниченная на юго-востоке линией глинизации. Тип коллектора определен как поровый.

Раздел 2 «Методика исследования» включает в себя 7 подразделов. В подразделе 2.1 дана характеристика комплекса ГИС на Южно-Островном месторождении в скважине №А3. Наш объект исследования – скважина №А3, которая относится к категории нагнетательных скважин. Данная скважина является наклонно направленной, входит в продуктивный исследуемый пласт ЮВ₁¹ на глубине -2961,5 м. На данном месторождении, в скважине А3, проводился целый комплекс исследований. Методы комплекса условно можно разделить по характеру решаемых геологических задач:

- выделение коллекторов;
- определение пористости;
- определение глинистости
- оценка нефтегазонасыщенности;

В первую группу входит кавернометрия, БКЗ и ВИКИЗ, в группу методов пористости – АК, ГГКп, НКТб, ПС, а к группе методов глинистости относят ГК и ПС. Оценка продуктивности пласта-коллектора осуществляется по величине его удельного электрического сопротивления. Поэтому основные методы, применяемые для оценки продуктивности коллекторов – это БКЗ, ВИКИЗ и БК.

В подразделе 2.2 «Выделение коллекторов» были описаны основные предпосылки для выделения коллекторов по геофизическим данным.

Выделение коллекторов осуществлялось по прямым качественным признакам диаграмм промыслово-геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- наличие проникновения промысловой жидкости в пласт по данным БКЗ;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным;
- низкая естественная радиоактивность относительно вмещающих глин на ГК;
- наличие

радиального градиента сопротивления, устанавливаемого по данным разноглубинных установок каротажа сопротивления (БКЗ, БК).

Основным количественным критерием являются граничные значения относительной амплитуды собственной поляризации горных пород $\alpha_{пс}^{гр}$. Кроме вышеперечисленных признаков, при выделении пластов-коллекторов также использовались количественные критерии, полученные по петрофизическим данным, основанные на определении граничных значений пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности через связи типа «кern-кern».

В подразделе 2.3 «Определение коэффициента пористости коллекторов по данным ГИС» описана методика определения коэффициента пористости по данным ГГК-П и ПС. Гамма-гамма плотностной метод предусматривает определение пористости с помощью зависимости. По данным по соседнему Киньяминскому месторождению, построена зависимость объемной плотности от коэффициента пористости. Как видно из полученной зависимости, зная объемную плотность породы Южно-Островного месторождения, можно найти k_n . Основой метода самопроизвольной поляризации (ПС) является наличие корреляционной связи относительной амплитуды ПС и коэффициента пористости.

В подразделе 2.4 «Определение глинистости» были отражены общие сведения о глинистости и методика, по которой была рассчитана глинистость на Южно-Островном месторождении в скважине №А3. Глинистость коллектора характеризуется долей твердой фазы породы, которая представлена глинистыми минералами. 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 $i^γ$.

В подразделе 2.5 «Определение коэффициента проницаемости по данным ГИС» характеризуются фильтрационные свойства коллекторов. На

Южно-Островном месторождении коэффициент абсолютной проницаемости (k_{np}) определялся для пласта ЮВ₁¹ по зависимости $k_{np}=f(k_{нэф})$, построенной по данным лабораторных определений на керне из этих пластов с привлечением соседних месторождений. Зависимость $k_{np}=f(k_{ндун})$ как видно имеет довольно высокий коэффициент корреляции, что позволяет с большой степенью надёжности использовать эту связь с целью определения проницаемости.

В подразделе 2.6 «Определение коэффициента нефтегазонасыщения» $K_{нг}$ определялся по стандартной методике через коэффициент водонасыщения.

В подразделе 2.7 «Определение характера насыщения коллекторов и положение водонефтяных контактов (ВНК)» рассказывается, что один из способов нахождения характера насыщения основан на анализе данных испытаний и материалов ГИС. С этой целью были выполнены сопоставления величин ρ_n и α_{nc} для исследуемых пластов, при испытании которых получены притоки нефти или воды. Палетка сопоставления ρ_n и α_{nc} строится империческим путем по данным испытаний Киняминского месторождения.

Коллекторы с удельным электрическим сопротивлением в интервале между ними попадают в переходную зону и интерпретируются по характеру насыщения как «нефть+вода». В скважине №А3 в интервале 2961,5 – 2970,5 пропласт №1 имеет сопротивление 5,2 Омм, $\alpha_{nc}=0,94$. Полученная точка попадает в переходную зону «нефть+вода». В интервале 2972-2980,5 пропласт №2 с сопротивлением 3,9 Омм и $\alpha_{nc} = 0,9$ попадает в зону водонасыщенных пластов-коллекторов, поэтому согласно палетке характер насыщения характеризуется как «вода».

Раздел 3 «Результаты исследований» включает в себя полученные результаты исследования геолого-геофизических свойств пласта ЮВ₁¹.

Объектом исследования являлся пласт ЮВ₁¹ в скважине №А3. Данная скважина является наклонно-направленной и относится к категории нагнетательных скважин. Согласно данным инклинометрии, скважина входит в продуктивный исследуемый пласт ЮВ₁¹ на глубине - 2752,05 м.

Исследуемый нами пласт расположен в интервале абсолютных глубин 2961,5 – 2980,5. Мощность данного коллектора составляет 19 м. В составе исследуемой толщи выделено 2 пропласта: пласт №1 – мощность 6 м, пласт №2 – мощность 9 м. Выделение пластов-коллекторов осуществилось по прямым качественным признакам:

- отрицательная аномалия ПС. В исследуемом интервале значение составляет 62,2 мВ, в то время как значения выше- и нижележащих пластов превышают почти в 2 раза и в среднем составляют 125 мВ;

- низкий гамма-фон, на нашем участке составляет 8 мкр/ч, что свидетельствует о низкой глинистости. В выше- и нижележащих пластах гамма-фон равен приблизительно 21 мкр/ч;

- по данным ВИКИЗ (расхождение фаз);

Основным количественным критерием, которыми широко пользуются при выделении коллекторов в терригенном разрезе Западной Сибири, являются граничные значения относительной амплитуды собственной поляризации горных пород $\alpha_{\text{пс}}^{\text{гп}}$, коэффициента пористости $K_n^{\text{зп}}$, коэффициента проницаемости $K_n^{\text{зп}}$ и коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{со}}^{\text{зп}}$, которые принимались по аналогии с соседними Кетовским и Киньяминским месторождениями для пласта ЮВ₁¹.

Таким образом, $\alpha_{\text{пс}}^{\text{гп}} = 0,3$, $K_n^{\text{зп}} = 11,5\%$, $K_{\text{пр}}^{\text{зп}} = 0,21\%$, $K_{\text{со}}^{\text{зп}} = 69,4\%$.

Как было сказано выше коэффициент глинистости низкий, среднее значение составляет 3,6%. Данный коэффициент рассчитан по методике разностного параметра метода естественной радиоактивности (формула 2.4.5). Где $I_{\text{min}}^{\gamma} = 6,1$; $I_{\text{max}}^{\gamma} = 14,4$, а $I_{\text{пл}}^{\gamma}$ был определен по диаграмме в приложении В. Для пласта №1 значение интенсивности гамма-гамма излучения составляет 9 мкр/ч, а для пласта №2 – 7 мкр/ч

Для получения более точных значений были введены поправки. Поэтому коэффициент глинистости рассчитан с помощью модели Ларионова В.В.

Значения $K_{\text{зл}}$ равны 3,5% и 3,7% для пластов №1 и №2 соответственно.

Коэффициент пористости был рассчитан по методам ГГКп и ПС, описанными в разделе 2. Среднее значение по ПС составляет 16,5%, по ГГКп – 15,2%. Но в силу того, что большое влияние оказывало состояние ствола скважины (кавернозность), принятым методом являлся метод ПС. Поэтому коэффициент пористости в пропласте №1 составляет 16,6%, а в пропласте №2 – 16,4.

Поскольку фильтрационные свойства пластов характеризуются коэффициентом проницаемости, то на Южно-Островном месторождении коэффициент абсолютной проницаемости (k_{np}) определялся для пласта ЮВ₁¹ по зависимости $k_{np}=f(k_{нэф})$, построенной по данным лабораторных определений керна, полученного из этих пластов с привлечением петрофизических данных соседних месторождений. Зависимость $k_{np}=f(k_{дин})$ построенная для исследуемых отложений имеет довольно высокий коэффициент корреляции, что позволяет с большой степенью надёжности использовать эту связь с целью определения проницаемости. Среднее значение коэффициента проницаемости для исследуемого коллектора $k_{np}=11,9\%$.

Коэффициент нефтегазонасыщенности для коллекторов Южно-Островного месторождения определялся по стандартной методике через коэффициент водонасыщенности. Чтобы найти коэффициент водонасыщенности, было необходимо определить параметр пористости с помощью зависимости параметра пористости от коэффициента пористости. Согласно зависимости параметра пористости от K_n , параметр пористости $P=20$. Таким образом, коэффициент водонасыщенности в пропласте №1 равен 52,6%, а в пропласте №2 – 100%. Через коэффициент водонасыщенности определен коэффициент нефтегазонасыщения: в пропласте №1 – $K_{нз} = 47,4\%$, в пропласте №2 – $K_{нз} = 0$.

Таким образом, исследуемый пласт характеризуется хорошими коллекторскими свойствами, которые сохраняются по всему пласту ЮВ₁¹.

Следовательно, исследуемая скважина находится в оптимальных физико-геологических условиях.

Заключение. В данной работе проанализированы материалы ГИС по скважине №А3 Южно-Островного месторождения.

Полнота и качество материалов ГИС, а также методика их проведения позволили выполнить:

- качественную интерпретацию данных в скважине №А3 по пласту ЮВ₁¹ Васюганской свиты методами ГГКп, ГК, ПС, БКЗ, ВИКИЗ и БК;

- оценку фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов пласта ЮВ₁¹ Васюганской свиты;

- оценку характера насыщения продуктивных коллекторов пласта ЮВ₁¹ скважине №А3 Васюганской свиты;

В результате интерпретации материалов ГИС, оказалось, что весь разрез пласта ЮВ₁¹ в скважине №А3 Южно-Островного месторождения представлен поровым коллектором. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта ЮВ₁¹ по скважине №А3 равна 15,7 м.

Среднее значение пористости по пласту ЮВ₁¹ по анализируемой скважине составляет 16,5%, принятое по методу ПС. Данные гамма-гамма плотностного каротажа использовались как метод контролирующие пористость, а также для уточнения литологии выделенных пластов.

Установлено, что фильтрационно-емкостные свойства пласта ЮВ₁¹ сохраняются по всему исследуемому пласту и обладают высоким коэффициентом проницаемости $K_{np} = 11,9$, низкими значениями глинистости $K_{gl} = 3,6\%$. Был определен характер насыщения, в пропласке №1 он установлен как «нефть+вода», а в пропласке №2 – «вода».

Отсюда следует вывод, что скважина №А3 находится в оптимальных физико-геологических условиях.