

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

Кафедра геофизики

**«Комплексирование ГТИ, ГИС и ИПТ при оценке характера насыщения  
карбонатных коллекторов среднекаменноугольных отложений в  
скважине №8 Масленного месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Есенова Рауля Гайдаровича

**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 2019

**Введение.** Комплексирование ГТИ, ГИС и ИПТ является одним из ведущих направлений по повышению эффективности выделения пород-коллекторов и оценки характера их насыщения.

Достоверность геолого-геофизической информации и экономичность её получения возможны только при комплексном использовании методов исследования скважин. Точность выделения продуктивных интервалов разреза скважины в процессе бурения по данным оперативного геологического контроля (ГТИ) существенно повышается при подтверждении этой оценки геофизическими данными (ГИС) и проверки выделенного интервала испытанием (ИПТ) с помощью комплекта испытательных инструментов (КИИ).

Объектом настоящей работы является скважина №8 Масленного месторождения, расположенная на территории Балезинского и Кезского районов Удмуртской Республики.

В изучаемом месторождении продуктивной областью является карбонатные породы среднекаменноугольных отложений. Карбонатные породы сложны в интерпретации геофизических методов исследования скважин. Поэтому для их изучения актуально использовать комплекс ГТИ, ГИС и ИПТ.

Цель настоящей работы состоит в выделении карбонатных пластов-коллекторов среднего карбона и оценки характера их насыщения по данным комплекса ГТИ, ГИС и ИПТ на примере скважины №8 Масленного месторождения.

Данная цель предполагает решение следующих задач:

представить геолого-геофизическую характеристику Масленного месторождения; охарактеризовать методику проведения ГТИ для выделения перспективных интервалов; изучить методику интерпретации методов ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств и оценки характера

насыщения пластов-коллекторов; изучить методику проведения ИПТ, используемый для проверки насыщения; провести интерпретацию материала ГТИ, ГИС и ИПТ.

**Основное содержание работы.** В первом разделе, геолого-геофизическая характеристика района работ, приводятся сведения о скважине и месторождении.

Скважина №8 располагается в восточной части Масленного месторождения. В административном отношении Масленное месторождение находится в пределах Масленной структуры на территории Базинского и Кезского районов Удмуртской Республики. Скважина является наклонной.

Глубокими скважинами на Масленном месторождении вскрыты кристаллические породы фундамента и осадочные образования венда и палеозоя. Наиболее древними образованиями, залегающими в основании геологического разреза, являются породы кристаллического фундамента.

В тектоническом отношении Масленное месторождение расположено в Северной структурно-тектонической зоне Верхнекамской впадины, основной особенностью которой является отсутствие в разрезе отложений рифейского комплекса протерозоя.

Масленная структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, состоящую из двух поднятий: Масленного и Южно-Масленного, разделенные узким прогибом, которые в свою очередь осложнены рядом куполообразных поднятий разной величины и ориентировки.

На Масленном поднятии промышленная нефтеносность установлена в отложениях верейского горизонта (пласты В-II, В-IIIа, В-IIIб) и башкирского яруса (пласты А4-1, А4-2). Залежи азотного газа отсутствуют.

**Во втором разделе,** методика работ ГТИ, ГИС и ИПТ в скважине, рассмотрены: методика проведения геолого-геохимических исследований

(газовый каротаж, ЛБА) для выделения перспективных интервалов; методика интерпретации методов ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств и оценки характера насыщения пластов-коллекторов; методика проведения ИПТ, используемый для проверки насыщения.

Газовый каротаж основан на изучение количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или ранее вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Имеющаяся методика интерпретации газового каротажа позволяет решать ряд задач в том числе вести прогнозную оценку характера насыщения пласта.

В общем случае принято считать, что аномальным увеличением газопоказаний, свидетельствующим о вскрытие перспективного коллектора, является превышение газопоказаний над фоновыми в 3 и более раз.

Определенную информацию о пройденных скважиной породах можно получить, отбирая и исследуя шлам. Отобранный шлам отмывают от глинистого раствора, высушивают, проводят исследования карбонатности, пористости и осуществляют люминесцентный и битуминологический анализ (ЛБА). По описанию шлама строят литологическую колонку, а с помощью ЛБА уточняют характер насыщения пласта.

На скважине №8 был применен комплекс ГИС состоящий из радиоактивных каротажей (ГК, НГК, ГК-С, ГГК-П.), электрометрии (БК, ИК, МБК), акустического каротажа, ядерно-магнитного каротажа.

Этот комплекс ГИС по характеру решаемых задач можно разделить на группы методов:

- 1) методы выделения коллекторов;

- 2) методы определения глинистости;
- 3) методы определения пористости;
- 4) методы определения характера насыщения.

К методам выделения коллекторов относятся боковой каротаж (БК) + микробоковой каротаж (МБК), ядерно-магнитный каротаж и каверномер.

Что касается каверномера, то по нему определяют наличие глинистой корки, которую устанавливают по кавернограмме (диаграмма DS или MDS) в интервале уменьшения диаметра скважины по сравнению с номинальным ( $d_c < d_{ном}$ ). Диаметр скважины считается номинальным против плотных пород, которые имеют минимальную пористость и проницаемость, а значит поглощения бурового раствора и размыва породы не происходит.

Под боковым каротажом (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Область применения метода: детальное расчленение разрезов скважин по величинам кажущегося и удельного сопротивлений пластов; при изучении пластов средней и малой мощности, в случаях значительной дифференцированности разреза по сопротивлению и больших значений  $r_p / r_c$ , когда пласты, вскрываемой скважиной, имеют высокое сопротивление, а также при высокоминерализованной скважинной жидкости.

При микробоковом каротаже (МБК) применяют микрозонды с автоматической фокусировкой тока, благодаря чему влияние промежуточного слоя на показания микрозонда уменьшается. Данные МБК могут быть использованы для точной отбивки границ пластов, выделения плотных прослоев и определения эффективной толщины продуктивных коллекторов.

Кривые  $r_k$  БК и МБК, регистрируются в одинаковом логарифмическом масштабе сопротивлений. Поэтому простое наложение одной кривой на другую позволяет в первом приближении выделять коллекторы в интервалах

разреза, где наблюдается расхождения показаний зондов БК и МБК при совпадении их в породах – неколлекторах.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на изучении магнитного поля, создаваемого ядрами водорода, содержащимися в поровой жидкости. В отличие от нейтронных методов, чувствительных к интегральному водородосодержанию, ЯМК позволяет определить концентрацию водорода в подвижном флюиде.

ЯМК регистрирует сигнал свободной прецессии ядер водорода. Ядерно-магнитным каротажем исследуются разрезы глубоких скважин с целью выделения пластов-коллекторов и определения характера их насыщения, а также эффективной пористости.

Кривые ССП отражают в породе наличие свободной жидкости, поэтому все пласты, выделяемые аномалией на фоне помех, относят к пластам-коллекторам.

На скважине №8 Масленного месторождения глинистость определяли главным образом по диаграммам гамма-каротажа (ГК) и по спектрометрической модификации ГК.

Гамма-каротаж заключается в измерении гамма – излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной.

Возможность использования данных гамма-каротажа для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью. С повышением глинистости радиоактивность пород увеличивается. В большинстве случаев эти зависимости носят нелинейный характер, поэтому диаграмму  $I_\gamma$  эталонируют с использованием значений интенсивности гамма-излучения в опорных пластах.

Спектрометрическая модификация гамма-каротажа (ГК-С) позволяет получить сведения о раздельном содержании в разрезе урана, тория и калия.

К методам определения пористости относятся: акустический каротаж (АК), нейтронный гамма-каротаж (НГК) и плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Акустический каротаж основан на изучении полей упругих волн в скважине и заключается в измерении скорости распространения и затухания упругих волн звуковой и ультразвуковой частоты в горных породах.

В акустическом каротаже различают (регистрируют) продольные (Р) и поперечные (S) типы волн.

Акустический метод применяется для расчленения разрезов скважин по плотности, пористости, коллекторским свойствам, а также для выявления границ газ - нефть, нефть - вода и определения состава насыщающего породы флюида. Кроме того, по данным этого метода можно судить о техническом состоянии скважин и, в частности, о качестве цементации обсадных колонн.

Для нахождения параметра  $K_{\Pi}^{AK}$ , наибольшее распространение получило уравнение среднего времени (формула 1) для упрощенной модели породы (мономинеральный скелет и флюид, заполняющий пустотное пространство):

$$\Delta T_p = (1 - K_{\Pi}) * \Delta T_{ск} + K_{\Pi} * \Delta T_{ж}, \quad (1)$$

откуда по формуле 2

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}}, \quad (2)$$

где  $\Delta T_{ск}$  и  $\Delta T_{ж}$  - интервальное время пробега волны в минеральном скелете и жидкости.

В нейтронном гамма – каротаже измеряется искусственно вызванное гамма – излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами.

Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа КпНГК основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода  $In\gamma$  от коэффициента пористости.

Плотностной гамма–гамма–каротаж основан на изучении комптоновского рассеяния гамма – квантов в горных породах. Этот метод применяют для определения плотности горных пород и для определения пористости пород-коллекторов.

По диаграммам ГГК-П определяют плотность породы  $\delta_p$ , по величине которой, зная минеральный состав скелета и состав флюида в прискважинной зоне, рассчитывают коэффициент общей пористости  $K_p$  по формуле 3:

$$K_{p. \text{ общ}} = (\delta_{ск} - \delta_n) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}) \quad (3)$$

где  $\delta_{ск}$  – объемная плотность минерального скелета;  $\delta_{ж}$  – плотность флюида, заполняющего поры в прискважинной зоне.

Оценка характера насыщения коллектора основана на определении удельного сопротивления  $\rho_p$  породы в ее неизменной части и на сравнении полученных значений  $\rho_p$  и вычисленных значений параметра насыщения  $R_n$  с критическими величинами  $\rho_p^*$  и  $R_n^*$ , характеризующими для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными.

К методам, с помощью которых измеряют электрическое сопротивление, можно отнести боковой каротаж, который описан выше, и индукционный каротаж (ИК).

ИК является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород.

ИК позволяет детально изучить разрезы, сложенные породами низкого удельного сопротивления, выделить нефтеносные и водоносные породы, изучить строение переходной водонефтяной зоны и положение ВНК, ГВК. Эффективно применять ИК в комплексе с БК для определения истинного удельного сопротивления пород.

Под испытанием пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб в пластовой жидкости и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и дебит скважин).

**В третьем разделе,** результаты работ, приводятся результаты проведенного исследования.

По методике, описанной во втором разделе, в разрезе скважины выделены перспективные интервалы по данным ГзК и ЛБА, в таблице 1 представлены результаты геолого-геохимических исследований в скважине №8 Масленного месторождения.

По данным комплекса ГИС были выделены пласты-коллекторы и определены их фильтрационно-емкостные свойства. В таблице 2 приведены результаты комплексной интерпретации данных ГИС по скважине №8 Масленного месторождения.

Наибольший интерес для доисследования с целью уточнения насыщения представляет часть продуктивного пласта в интервале 1603-1617. Поскольку в этом интервале наблюдалось 2-хкратное увеличение газосодержания, а также был определен коэффициент только для нижней части продуктивного интервала. Поэтому было проведено испытание пласта трубным пластоиспытателем.

По результатам ИПТ, за 110 минут открытых периодов испытания был получен приток жидкости серого цвета с маслянистыми пятнами, с запахом УВ объемом 0,777 м<sup>3</sup>. В пробоотборнике коричневая жидкость с запахом УВ.

Таблица 1 – Результаты геолого-геохимических исследований в скважине №8 Масленного месторождения

| Интервал,<br>м       | Стратиграфия      | Газопоказания<br>по буровому<br>раствору, %<br>абс | Состав газа              |                          |                          |                          |                          | Удельная<br>газонасыщ.<br>шлама<br>см <sup>3</sup> /дм <sup>3</sup> | ЛБА                 | ДМК,<br>мин/м   | Наличие<br>аномалии по<br>газовому<br>каротажу   | Признаки<br>продуктивности                                                                                                                              | Характеристика<br>объекта,<br>насыщение |
|----------------------|-------------------|----------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
|                      |                   |                                                    | С <sub>1</sub> ,<br>%отн | С <sub>2</sub> ,<br>%отн | С <sub>3</sub> ,<br>%отн | С <sub>4</sub> ,<br>%отн | С <sub>5</sub> ,<br>%отн |                                                                     |                     |                 |                                                  |                                                                                                                                                         |                                         |
| 1580,35 -<br>1582,58 | C <sub>2</sub> vr | 0,0185 -<br>0,0641                                 | 9,73 -<br>26,07          | 3,85<br>-<br>9,93        | 26,79<br>-<br>36,22      | 23,93<br>-<br>27,88      | 12,26<br>-<br>19,46      | 0,02                                                                | 4СК<br>СБ           | 4,11 -<br>14,83 | 2-кратное<br>увеличение<br>газосодержания<br>БПЖ | Повышение<br>удельного<br>газосодержания<br>шлама                                                                                                       | Известняки,<br>насыщенные<br>нефтью     |
| 1588,21 -<br>1589,53 |                   | 0,0318 -<br>0,0601                                 | 8,13 -<br>13,52          | 3,14<br>-<br>8,11        | 35,59<br>-<br>39,69      | 27,79<br>-<br>30,5       | 13,74<br>-<br>16,87      | 0,34                                                                |                     | 5,48 -<br>8,61  | -                                                |                                                                                                                                                         |                                         |
| 1593,3 -<br>1594,27  |                   | 0,0075 -<br>0,0245                                 | 5,56 -<br>52             | 0 -<br>5,13              | 0 -<br>40                | 21,33<br>-<br>37,5       | 11,11<br>-<br>28,4       | 0,44                                                                | 4СК<br>СБ,<br>4К СБ | 3,46 -<br>25,88 | 2-кратное<br>увеличение<br>газосодержания<br>БПЖ |                                                                                                                                                         |                                         |
| 1604,2 -<br>1605,08  | C <sub>2</sub> b  | 0,0044 -<br>0,0162                                 | 14,81<br>-<br>72,92      | 0 -<br>8,27              | 0 -<br>47,53             | 2,27<br>-<br>28,67       | 0 -<br>12,03             | 0,04                                                                | 3ГЖ<br>МБ           | 9,1 -<br>20,79  | -                                                | Повышение<br>удельного<br>газосодержания<br>шлама, в<br>результате ИПТ<br>№1 получена<br>серая жидкость<br>с<br>маслянистыми<br>пятнами и<br>запахом УВ |                                         |
| 1606,5 -<br>1607,68  |                   | 0,0008 - 0,012                                     | 0 -<br>23,28             | 0 -<br>8,62              | 0 -<br>59,57             | 17,24<br>-<br>100        | 0 -<br>25,83             | 0,04                                                                |                     | 4,75 -<br>10,14 |                                                  |                                                                                                                                                         |                                         |
| 1609,94 -<br>1611,47 |                   | 0,0094 -<br>0,0494                                 | 0 -<br>28,72             | 3,05<br>-<br>8,67        | 32,63<br>-<br>43,38      | 19,15<br>-<br>32,63      | 9,57 -<br>29,47          | 0,07                                                                |                     | 5,48 -<br>12,01 | 2-кратное<br>увеличение<br>газосодержания<br>БПЖ |                                                                                                                                                         |                                         |
| 1615,1 -<br>1616,6   |                   | 0,0097 - 0,028                                     | 10 -<br>30,93            | 0 -<br>5,71              | 20,17<br>-<br>37,19      | 19,59<br>-<br>54,08      | 9,01 -<br>27,12          | 0,26                                                                | 4СК<br>СБ           | 3,7 -<br>30,6   | 2-кратное<br>увеличение<br>газосодержания<br>БПЖ |                                                                                                                                                         |                                         |

Таблица 2 – Результаты комплексной интерпретации ГИС по скважине №8 Масленного месторождения

**Пласт Верейский горизонт C2vr (1544.6 - 1599.3 м.)**

| №   | Кровля | Подошва | Н   | Абс.отм. | Абс.отм. | Нэф | АНГМ  | АНГ   | Кгл  | КпНК | КпАК | КпГТК | КпЭФ | УЭС  | Кнг  | Коллектор       | Литология          | Характер  |
|-----|--------|---------|-----|----------|----------|-----|-------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|-----------------|--------------------|-----------|
| п/п | М      | м       | м   | кр.,м    | под.,м   | м   | д.ед. | д.ед. | %    | %    | %    | %     | %    | Омм  | %    |                 |                    | насыщения |
| 35  | 1545.1 | 1546.6  | 1.5 | -1162.1  | -1163.4  | 1.3 | 0.26  | 0.17  | 3.8  | 16   | 5.9  | 7.9   |      | 3.2  | 11.1 | Неод. коллектор | Карбонатная порода | Вода      |
| 36  | 1578   | 1578.4  | 0.4 | -1191.1  | -1191.4  | 0.4 | 0.25  | 0.4   | 11.8 | 16.8 |      | 5.5   | 3.5  | 10.1 |      | Возм.коллектор  | Карбонатная порода | Нефть     |
| 37  | 1580.7 | 1581.3  | 0.6 | -1193.4  | -1194    | 0.5 | 0.31  | 0.14  | 2.67 | 13.8 | 16   | 12.9  | 4.7  | 16.9 | 54.2 | Коллектор.      | Карбонатная порода | Нефть     |
| 38  | 1581.3 | 1582.2  | 0.9 | -1194    | -1194.7  | 0.8 | 0.36  | 0.12  | 2.13 | 11.6 | 7    | 3.2   | 3.5  | 7.7  |      | Упл.коллектор   | Карбонатная порода | Нефть     |
| 39  | 1582.2 | 1582.8  | 0.6 | -1194.7  | -1195.3  | 0.5 | 0.44  | 0.07  | 1.07 | 10.2 | 10.1 | 5.5   | 1.6  | 24.4 | 39.2 | Упл.коллектор   | Карбонатная порода | Нефть     |
| 40  | 1587.7 | 1588.5  | 0.8 | -1199.6  | -1200.3  | 0.7 | 0.27  | 0.11  | 2.3  | 15.4 | 10.3 | 11.3  | 5.9  | 25.8 | 64.5 | Неод. коллектор | Карбонатная порода | Нефть     |
| 41  | 1588.5 | 1589.2  | 0.7 | -1200.3  | -1200.9  | 0.6 | 0.34  | 0.06  | 1    | 12.2 | 12.7 | 7.2   | 3.9  | 46.2 | 69.2 | Упл.коллектор   | Карбонатная порода | Нефть     |
| 42  | 1593.4 | 1594.1  | 0.7 | -1204.6  | -1205.2  | 0.6 | 0.39  | 0.14  | 2.63 | 10.3 | 9.2  |       | 3.1  | 14.8 | 33.9 | Упл.коллектор   | Карбонатная порода | Нефть     |
| 43  | 1597.4 | 1598.2  | 0.8 | -1208.1  | -1208.8  | 0.7 | 0.4   | 0.15  | 2.91 | 10.2 | 10.9 | 4.5   | 3.4  | 29.2 | 36.8 | Возм.коллектор  | Карбонатная порода | Нефть     |

**Пласт Башкирский ярус C2b (1599.3 - 1647.7 м.)**

| №   | Кровля | Подошва | Н   | Абс.отм. | Абс.отм. | Нэф | АНГМ  | АНГ   | Кгл  | КпНК | КпАК | КпГТК | КпЭФ | УЭС  | Кнг  | Коллектор      | Литология          | Характер  |
|-----|--------|---------|-----|----------|----------|-----|-------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|----------------|--------------------|-----------|
| п/п | м      | м       | м   | кр.,м    | под.,м   | м   | д.ед. | д.ед. | %    | %    | %    | %     | %    | Омм  | %    |                |                    | насыщения |
| 45  | 1599.2 | 1599.7  | 0.5 | -1209.6  | -1210.1  | 0.4 | 0.4   | 0.24  | 5.53 | 10.1 |      | 0.8   | 1.6  | 29.1 |      | Упл.коллектор  | Карбонатная порода | Нефть     |
| 46  | 1604.2 | 1605    | 0.8 | -1214    | -1214.7  | 0.7 | 0.38  | 0.09  | 1.57 | 10.8 | 11.5 | 4.9   | 2    | 11.1 |      | Коллектор.     | Карбонатная порода | Нефть     |
| 47  | 1605   | 1605.7  | 0.7 | -1214.7  | -1215.4  | 0.6 | 0.53  | 0.09  | 1.5  | 6.4  | 6.9  | 1.7   | 1.4  | 72.9 |      | Упл.коллектор  | Карбонатная порода | Нефть     |
| 48  | 1606.5 | 1607.1  | 0.6 | -1216.1  | -1216.6  | 0.5 | 0.46  | 0.11  | 1.95 | 8.1  | 7.9  | 4.2   | 2.3  | 15   |      | Упл.коллектор  | Карбонатная порода | Нефть     |
| 49  | 1607.7 | 1608.4  | 0.7 | -1217.1  | -1217.7  | 0.6 | 0.46  | 0.09  | 1.79 | 8    | 8.7  | 5.2   | 4.3  | 23.2 |      | Упл.коллектор  | Карбонатная порода | Нефть     |
| 50  | 1609.5 | 1610.1  | 0.6 | -1218.7  | -1219.2  | 0.5 | 0.46  | 0.13  | 2.46 | 8.4  | 5.6  | 1.7   | 2.8  | 27.4 |      | Упл.коллектор. | Карбонатная порода | Нефть     |
| 51  | 1611.3 | 1612.9  | 1.6 | -1220.3  | -1221.7  | 1.4 | 0.41  | 0.09  | 1.68 | 10   | 5.8  | 5.5   | 4.3  | 24.5 | 49.9 | Коллектор.     | Карбонатная порода | Нефть     |
| 52  | 1613.6 | 1614.3  | 0.7 | -1222.3  | -1222.9  | 0.6 | 0.42  | 0.05  | 0.71 | 9.5  | 7.8  | 7     | 3.7  | 6.8  | 15.2 | Коллектор.     | Карбонатная порода | Вода      |
| 53  | 1615   | 1616    | 1   | -1223.5  | -1224.4  | 0.9 | 0.48  | 0.1   | 1.66 | 8.9  | 8.7  | 6.8   | 3.7  | 32.8 | 30.1 | Коллектор.     | Карбонатная порода | Нефть     |

### **Заключение.**

В результате работ, в скважине №8 Масленного месторождения был проведен комплекс исследования скважины, состоящий из ГТИ, ГИС и ИПТ.

По данным геолого-геохимических методов были выделены перспективные коллекторы, определен литологический состав и стратиграфическая приуроченность. Далее по данным интерпретации геофизических исследований была уточнена глубина залегания коллекторов и оценены их фильтрационно-емкостные свойства.

После оценки коллекторских свойств был выбран интервал для проведения испытания трубным испытателем пластов, с помощью которого был получен благоприятный приток, насыщенный углеводородами.