

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

Кафедра геофизики

**«Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных коллекторов  
Непской свиты Верхнечонского месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студентки 2 курса 261 группы

направление 05.04.01 геология

геологического факультета

Матвеевой Ксении Александровны

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

**Введение.** Данная магистерская работа посвящена изучению литолого-петрофизической характеристики продуктивных коллекторов Непской свиты Верхнечонского месторождения такими методами ГИС, как кавернометрия (КВ), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКп), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), объемная модель. Все эти методы дают возможность проводить непрерывное изучение по разрезам исследуемых скважин.

Актуальность исследования коллекторов Верхнечонского месторождения заключается в том, что данный нефтегазоносный комплекс относится к числу молодых и высокоперспективных объектов для поисков углеводородов на территории России.

Одним из важных параметров, необходимых для подсчета запасов нефти и газа, проектирования разработки, является коэффициент нефтегазонасыщенности.

Целью данной магистерской работы является выделение пластов-коллекторов методами ГИС, а также определение их петрофизических параметров, включающих коэффициент нефтегазонасыщенности.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- изучить и проанализировать геолого-геофизическое строение Верхнечонского месторождения;
- ознакомиться с методикой проведения работ;
- рассмотреть комплексы ГИС, входящие в обязательный комплекс исследования на исследуемой территории;
- рассчитать коэффициент нефтегазонасыщения (Кнг) в продуктивных горизонтах по двум скважинам;
- провести анализ полученных данных;

Выпускная магистерская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемых источников, включающего 14 источников.

**Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района»** содержит четыре подраздела. **Подраздел 1.1 «Общие сведения»** содержит общие

сведения о месторождении, его административном месторасположении.

**Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика»** содержит сведения о литолого-стратиграфической характеристике района. **Подраздел 1.3 «Сведения о тектоническом строении»** содержит сведения о тектоническом строении района. **Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность»** содержит сведения о нефтегазоносных комплексах исследуемой территории.

**Раздел 2 «Методика работ»** содержит семь подразделов. **Подраздел 2.1 «Стандартный комплекс ГИС»** содержит сведения о проведении работ стандартного комплекса ГИС на исследуемой территории. **Подраздел 2.2.1-2.2.7** содержит общие сведения о методах ГИС и их решаемые задачи.

**Раздел 3 «Результаты работ по данным ГИС»** содержит три подраздела. **Подраздел 3.1 «Анализ проведения работ»** содержит анализ выделения перспективных пластов по стандартному каротажу ГИС: кавернометрия (КВ), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж (ГГК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКп), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК). **Подраздел 3.2 «Выделение пластов-коллекторов и определение Кнг по данным скважины №8030»** содержит обзорную характеристику пластов-коллекторов по скважине №8030. **Подраздел 3.3 «Выделение пластов-коллекторов и определение Кнг по данным скважины №8032»** содержит обзорную характеристику пластов-коллекторов по скважине №8032.

**Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района».** Верхнечонское месторождение расположено на территории Катангского района Иркутской области на границе с республикой Саха (Якутия) в 250 км севернее г. Киренска, в 420 км юго-западнее находится город Усть-Кут.

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

В строении рассматриваемого района выделяются три структурных яруса:

– фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста;

– рифейский комплекс, выполняющий Талаканский грабен;

– венд-палеозой-мезозой-кайнозойский осадочный чехол.

Породы фундамента скважин представлены гранитами, гранитогнейсами, grano-диоритами, пегматитами. В верхней части фундамента гранитоиды часто выветрелые, разуплотненные. Глубина вскрытия пород фундамента колеблется от 1595 до 1760 м. Сводный геолого-геофизический разрез представлен в приложении А.

«Верхнечонское» месторождение приурочено к гемиантиклинали юго-восточного простирания, входящей в состав Непско-Ботубинской антеклизы и осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия.

Верхнечонский структурный мыс представляет собой структуру юго-восточного простирания, отчетливо выраженную по основным отражающим горизонтам осадочного чехла.

В разрезе Верхнечонской площади четко обособляются четыре стратиграфических интервала, отличающихся степенью дислоцированности:

– кристаллический фундамент, включая его кору выветривания;

– отложения терригенного, подсолевого карбонатного и нижней части галогенно-карбонатного (до кровли бельской свиты включительно) комплексов;

– отложения ангарской, литвинцевской, верхоленской свит;

– отложения карбона и юры.

В южной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области промышленные запасы нефти и газа приурочены к карбонатным (осинский) и терригенным (верхнечонский) горизонтам.

Перспективными являются карбонатные отложения устькутского горизонта собинской свиты. Возможная перспективность связывается с межсолевыми пластами усольской свиты. Промышленная продуктивность всех этих месторождений приурочена к горизонтам подсолевого комплекса нижнего кембрия.

Верхнечонское месторождение многопластовое, сложное по степени геологического строения. В отложениях венда – нижнего кембрия выделяются продуктивные объекты с доказанной нефтеносностью.

Всего на Верхнечонском месторождении выявлено четырнадцать залежей скопления углеводородов, из них десять залежей связаны с песчаниками верхнечонского горизонта и четыре залежи с карбонатами осинского горизонта.

**Раздел 2 «Методика работ».** Для литолого-петрофизической характеристики коллекторов использовался комплекс исследований ГИС, включающий кавернометрию (КВ), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма каротаж (ГГК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКп), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК).

Проведение комплекса ГИС, обеспечивает решение следующих геологических задач:

- корреляцию и литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение коллекторов и определение их эффективных толщин;
- определение пористости коллекторов;
- установление положений контактов между пластовыми флюидами;
- определение коэффициентов нефтегазонасыщенности;

Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины. Фактический диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового долота. Так, на хрупких породах в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным  $d_n$ ; из-за вывалов пород в скважине образуются каверны.

Метод исследования естественной гамма-активности (ГК) геологического разреза скважин, основанный на регистрации излучений, испускаемых естественно радиоактивными элементами горных пород, носит название метода естественной радиоактивности.

Гамма-каротаж в комплексе методов общих исследований применяется для разделения глини-покрышек по минералогическому составу, для литологического расчленения различных типов горных пород, определение

глинистости горных пород.

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) представляет собой исследования разрезов буровых скважин, основанный на измерении рассеянного  $\gamma$ -излучения, возникающего при облучении горных пород  $\gamma$ -квантами средней энергии (до 1-2 МэВ). Гамма-гамма-каротаж используется для расчленения разреза скважины по плотности, выделения пористых пород как возможных коллекторов нефти и газа.

Гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКп) - метод ГГКп относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ. Метод плотностного гамма-гамма каротажа основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов.

ГГКп в комплексе методов ГИС имеет высокую геологическую эффективность и применяется для определения объемной плотности среды, пористости, литологического расчленения разреза, выделения пластов с аномально низкой объемной плотностью.

ГГКп необходим для решения следующих геологических задач:

- литостратиграфическое расчленение разреза (в сочетании с комплексом ГИС);
- в неглинистых терригенных и карбонатных коллекторах определяется пористость (отдельно по ГГКп, или в сочетании с АК, НКТ) при промывочной жидкости любого состава;
- в глинистых терригенных и карбонатных коллекторах определяется пористость только по комплексу методов ГГКп, АК, НКТ, ГК, также при промывочной жидкости любого состава (пресная, минерализованная);
- оценка общей пористости в коллекторах со сложной структурой порового пространства с привлечением АК, НКТ, ГК;
- выделение газонасыщенных интервалов (в комплексе методов ГИС) в

пластах без проникновения и с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;

Гамма-спектрометрия (ГСК) – дает количественную информацию не об одной (нейтронная пористость или водородосодержание, УЭС, а ПС и т.д.), а сразу о трех характеристиках пород — содержаниях К (калия), U (урана), Th (тория). Приборы гамма-спектрометрического каротажа позволяют определять вещественный состав пород. Эти данные служат для определения состава глинистых минералов или песчаников в призабойной зоне. В качестве примеров можно указать:

- определение природы радиоактивности горных пород;
- выявление сингенетичности обогащения осадков различными радионуклидами;
- определение фракционного состава терригенных отложений;
- выявление непроницаемых барьеров и выклинивания коллекторов;
- разделение коллекторов и флюидоупоров;
- выделение зон, обогащенных твердым органическим веществом;
- существенное повышение точности результатов комплексной интерпретации данных ГИС.

Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) - метод исследований скважин, основанный на облучении горных пород потоком быстрых нейтронов и регистрации многократно рассеянных медленных (надтепловых или тепловых) нейтронов. Применяется с изотопными источниками.

ННК применяется при разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых для количественного определения пористости и других коллекторских свойств горной породы, корреляции разрезов скважин; контроля продвижения пластовых вод, выявления интервалов обводнения пластов и положения водонефтяного контакта, контроля технического состояния скважин, количественного определения содержания химических элементов (редких, рассеянных и др.), изучения изменения водо-, нефте- и газонасыщения.

**Раздел 3 «Результаты работ по данным ГИС».** Данные представлены

по двум каротажным диаграммам, относящиеся к Непской свите и приуроченные к Восточно-Сугдинскому нефтегазоносному участку.

По каротажным диаграммам был проведен анализ выделения перспективных пластов по стандартному каротажу ГИС: кавернометрия (КВ), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКп), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), объемная модель.

После выделения перспективных участков был проведен подсчет коэффициент нефтегазонасыщения. Ниже представлена формула 3.1, по которой был рассчитан Кнг:

$$К_{нг} = (1 - К_{в}) \times 100\% \quad (3.1)$$

Для нахождения коэффициента водонасыщенности (Кв) необходимо воспользоваться формулой 3.2:

$$К_{в} = \sqrt{\frac{\rho_{ВП}}{\rho_{П}}} = \sqrt{\frac{R_{П} * \rho_{В}}{\rho_{П}}} \quad (3.2)$$

Сопротивление пласта ( $\rho_{п}$ ) находится по кривым электрического каротажа, по тому пласту, по которому ведется подсчет Кнг.

Параметр пористости ( $R_{п}$ ) находится по формуле 3.3:

$$R_{п} = f(K_{п}) \quad (3.3)$$

$K_{п}$  зависит от разностного параметра ( $J_{п\gamma}$ ), который находится по формуле 3.4:

$$\Delta J_{гк} = (J_{пласта} - J_{min}) / (J_{max} - J_{min}) \quad (3.4)$$

После расчета всех необходимых составляющих производится расчёт Кв и Кнг.

Для выделения пластов-коллекторов были использованы каротажные диаграммы скважин № 8030 (по которым было выделено: двадцать три продуктивных пласта) и №8032 (тринадцать продуктивных пластов), а затем по



вышеуказанным формулам произведён подсчёт КнГ. Выделение пластов проводилось по следующим признакам:

- низкие показания ГК;
- низкие показания по ГГКп (плотностной метод);
- средние значения по ННК (водородосодержание в пласте);

По всему стволу исследования изменение электрического каротажа незначительны, что затрудняет его принадлежность к вышеперечисленным признакам.

После выделения продуктивных пластов был проведен подсчет КнГ.

В скважине №8030 было выделено 23 пласта-коллектора в интервалах:

- 2397,5 - 2398,8 м - КнГ = 99,12;
- 2400 - 2401,3 м - КнГ = 99,40;
- 2403, - 82405 м - КнГ = 98,96;
- 2407,5 - 2428,8 м - КнГ = 97,89;
- 2431,3 - 2442,5 м - КнГ = 98,13;
- 2451,3 - 2645 м - КнГ = 98,85;
- 2646,3 - 2696,3 м - КнГ = 98,92;
- 2697,5 - 2836,3 м - КнГ = 99,04;
- 2847,5 - 2857,5 м - КнГ = 99,57;
- 2858,8 - 2872,5 м - КнГ = 99,15;
- 2873,8 - 2890 м - КнГ = 99,33;
- 2923,8 - 2930 м - КнГ = 98,41;
- 2935,3 - 2947,5 м - КнГ = 99,03;
- 2962,5 - 2966,3 м - КнГ = 98,43;
- 2987,5 - 3000 м - КнГ = 99,24;
- 3005 - 3021,5 м - КнГ = 99,53;
- 3031,5 - 3062,5 м - КнГ = 98,72;
- 3092,5 - 3111,5 м - КнГ = 96,99;
- 3112,5 - 3115 м - КнГ = 90,43;

- 3117,5 - 3120 м -  $K_{НГ} = 97,40$ ;
- 3157,5 - 3191,3 м -  $K_{НГ} = 97,43$ ;
- 3192,5 - 3241,3 м -  $K_{НГ} = 95,07$ ;
- 3242,5 - 3320 м -  $K_{НГ} = 90,50$ ;

Таким образом, результаты, полученные в ходе работы, позволили определить коэффициент нефтегазонасыщения в каротажной диаграмме скважины 8030. Значения изменяются в пределах от 90.50 до 99.57%. Насыщение данных пластов представлено – нефтью. Среднее значение коэффициента НГ составляет 97.81%. Замечено, что с увеличением глубины идет уменьшение показаний коэффициента НГ. В скважине №8030 было выделено 23 пласта-коллектора в интервалах:

- 2796,3 - 2812,5 м -  $K_{НГ} = 98,78$ ;
- 2815 - 2817,5 м -  $K_{НГ} = 99,04$ ;
- 2835 - 2846,3 м -  $K_{НГ} = 99,48$ ;
- 2855 - 2865 м -  $K_{НГ} = 99,52$ ;
- 2877,5 - 2920 м -  $K_{НГ} = 99,43$ ;
- 2926,3 - 2940 м -  $K_{НГ} = 99,33$ ;
- 2951,3 - 2962,5 м -  $K_{НГ} = 99,31$ ;
- 2991,3 - 3055 м -  $K_{НГ} = 99,45$ ;
- 3065 - 3090 м -  $K_{НГ} = 99,51$ ;
- 3092,5 - 3120 м -  $K_{НГ} = 99,41$ ;
- 3125 - 3212,5 м -  $K_{НГ} = 99,07$ ;
- 3217,5 - 3235 м -  $K_{НГ} = 99,29$ ;
- 3240 - 3285 м -  $K_{НГ} = 99,33$ ;

Коэффициент нефтегазонасыщения в каротажной диаграмме скважины 8032 изменяется в пределах от 98.78 до 99.52%. Насыщение данных пластов представлено нефтью. Среднее значение коэффициента НГ составляет 99.33%. Замечено, что с увеличением глубины идет увеличение показаний

коэффициента НГ.

**Заключение.** Изучение литолого-петрофизической характеристики продуктивных коллекторов Непской свиты Верхнечонского месторождения методами ГИС, является достаточно актуальным исследованием, так как данный нефтегазоносный комплекс относится к числу молодых и высокоперспективных объектов для поисков углеводородов на территории России.

Одним из важных параметров, необходимых для подсчета запасов нефти и газа, проектирования разработки, является коэффициент нефтегазонасыщенности.

Для получения необходимой информации по двум скважинам, были выбраны пласты различной мощности. После чего, с помощью формул и графиков зависимостей были получены результаты, где: коэффициент нефтегазонасыщения в каротажной диаграмме скважины №8030 значения изменяются в пределах от 90.50 до 99.57%. Насыщение данных пластов представлено – нефтью. Среднее значение коэффициента НГ составляет 97.81%. Замечено, что с увеличением глубины идет уменьшение показаний коэффициента НГ.

Коэффициент нефтегазонасыщения в каротажной диаграмме скважины №8032 изменяется в пределах от 98.78 до 99.52%. Насыщение данных пластов представлено нефтью. Среднее значение коэффициента НГ составляет 99.33%. Замечено, что с увеличением глубины идет увеличение показаний коэффициента НГ.