

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

Кафедра геофизики

**«Уточнение петрофизических зависимостей типа «ГИС-керна» для
определения коэффициента пористости на примере Покамасовского
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенки 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического факультета
Пахомова Ольга Анатольевна

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Заведующий кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018 год

Введение. В нефтяной и газовой промышленности бурение скважин производят не только для поиска и разведки месторождения углеводородного сырья, но и для их разработки. В целях изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля за режимом разработки месторождения проводят геофизические исследования скважин (ГИС), называемые также промысловой геофизикой.

Задачами геофизических исследований скважин являются определение их роли в комплексе геолого-геофизических работ, ознакомление с основными физическими свойствами горных пород и с физическими основами методов скважинных наблюдений, алгоритмами геологической обработки и интерпретации ГИС и основными элементами аппаратуры и оборудования для геологического изучения разрезов скважин в процессе разработки месторождений.

Данные ГИС являются исходными для изучения геологического строения месторождения и региона в целом, а также для подсчета запасов. Цель бакалаврской работы заключается в определении подсчётных параметров по данным ГИС Покамасовского месторождения. В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- Изучение геолого-геофизической информации;
- Определить среднее значения пористости;
- Обработка и интерпретация данных ГИС;
- Изучить результаты исследования керна;
- Сопоставить данные ГИС и керна.

Объектом исследования являются продуктивные отложения пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Предметом исследования является уточнение петрофизических зависимостей.

Практическая ценность заключается в результативности использования промысловой геофизики для подсчета запасов и разработки месторождения.

Основное содержание работы. В административном отношении Покамасовское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-

Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшими населенными пунктами являются города Сургут (39 км), Лангепас (20 км), Мегион (66 км), поселки Покур, Аган, Урьевское. Разрез Покамасовского месторождения сложен породами складчатого палеозойского фундамента и терригенными отложениями платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В тектоническом отношении данное месторождение расположено на западном склоне Нижневартовского свода в пределах Локосовского структурного выступа.

Покамасовское месторождение расположено в западной части Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Данное месторождение представляет собой однопластовое - с залежью нефти в пласте ЮВ₁ и является частью нефтегазоносной зоны. Коллекторы пласта ЮВ₁ представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми алевритистыми массивной текстуры и алевролитами крупнозернистыми.

Материалы ГИС по Покамасовскому месторождению использовались для выделения коллекторов, оценки характера их насыщения и определения подсчетных параметров. В данной работе рассматривается несколько разведочных скважин (Р-13;Р-14;Р-15), а так же комплексы методов ГИС, проведенных в скважинах Покамасовского месторождения. Детальные исследования ГИС проводились в продуктивных и перспективных на нефть интервалах разреза в масштабе 1:200. В состав этих исследований входят следующие методы: метод потенциалов собственной поляризации (ПС), индукционный каротаж (ИК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), инклинометрия.

В работе опробованы несколько методик определения пористости продуктивных отложений по данным ГИС.

Определение пористости по данным самопроизвольной поляризации (ПС)

Основа определения K_p по диаграммам СП - корреляционная связь относительной амплитуды СП $a_{пс}$ и K_p . Корреляционную связь получают, сопоставляя значения $a_{сп}$ и K_p по пластам, в которых K_p определен другим

методом ГИС или по данным керна. Благоприятны для определения Кп по диаграмме СП следующие условия:

- значительная общая толщина изучаемых продуктивных отложений и наличие в разрезе каждой скважины, вскрывшей эти отложения, достаточного числа пластов с разными пористостью и глинистостью;
- наличие в изучаемом разрезе хорошо выдержанных по площади, достаточно мощных опорных пластов – чистого или слабоглинистого песчаника (алевролита), чистой и слабопесчаной глины;
- постоянство минерализации и химического состава пластовых вод изучаемых отложений.

Для коллекторов Покамасовского месторождения эти условия выполняются. Обработка ПС в скважинах была выполнена в программе «Geooffice Solver 99», где предусмотрен расчет относительного параметра $a_{пс}$. Для Покамасовского месторождения коэффициент пористости по данным ПС основан на применении статистических зависимостей вида «ГИС-кern» между относительной амплитудой ПС и коэффициентом открытой пористости. При соблюдении указанных нами условий и с учетом ограничений методики погрешность единичного определения пористости, по данным ПС, в неоконских отложениях Западной Сибири, с вероятностью на уровне 0,96, не превышает 4,6-4,8%. Для этих же условий среднеквадратическое отклонение пористости по ПС от пористости на практике составляет около 2,0-2.2%.

Определение пористости с помощью нейтронного каротажа (НК)

Рассчитывается с помощью традиционного уравнения 1 :

$$Kп = \omega_{\Sigma} - \omega_{тф}, (1)$$

где ω_{Σ} - соответственно водородосодержание суммарное;

$\omega_{тф}$ - водородосодержание твердой фазы пород.

Как альтернативный вариант определений Кп по данным НК может быть

рекомендована методика нормирования диаграмм НК. На основании опыта работ в Западной Сибири, погрешность единичного определения пористости по комплексу НКТ-ПС в неокомских отложениях достигает 5,0-6,0% (при вероятности около 0,968). Соответственно среднеквадратическое отклонение пористости по комплексу НКТ-ПС от пористости по керну может достичь 2,5%. Средние значения её составляют около 2,1-2,3%. Преимущества комплексирования НК-ПС заключаются в возможности определения пористости плотных, а также - уплотненных карбонатизированных пород, которые могут быть коллекторами.

Определение пористости по данным гамма-гамма плотностного метода (ГГК-П)

Оценка коэффициента пористости основана на связи плотности пород δ_n с коэффициентом пористости (по формуле 2) :

$$k_n = \frac{\delta_m - \delta_n}{\delta_m - \delta_\phi} (2)$$

где δ_m – минеральная плотность пород;

δ_n – плотность породы (показания метода);

δ_ϕ – плотность флюида заполняющего поровое пространство.

Метод ГГК-П находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов, оценки их пористости, выявлении газоносных пластов (в комплексе с другими методами РК, АК и другими), для изучения и контроля технического состояния скважин. Метод ГГК-П обеспечивает определение пористости пород в интервалах с номинальным диаметром скважины, то есть в коллекторах, в плотных породах и в аргиллитах. Вертикальное разрешение метода обеспечивает возможности изучения пористости пластов толщиной примерно от 0.6-0.8 м

Погрешности определений пористости на Покамасовском месторождении по данным плотностного метода ожидается на уровне максимальной абсолютной погрешности в 2,5-3,2 % (при вероятности 0.968), то есть характеризуется среднеквадратическим отклонением в 1.3-1.6 %.

На рисунке 1 представлено распределение коэффициентов пористости по разным методам ГИС.

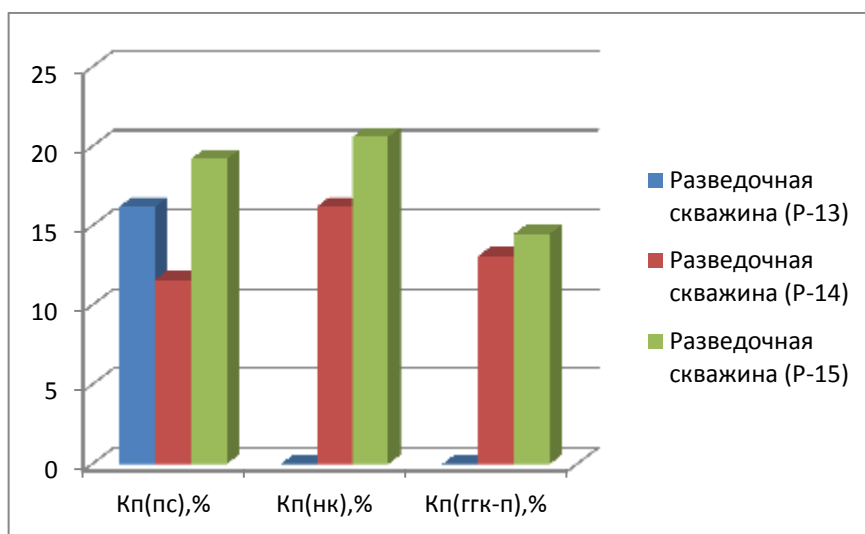


Рисунок 1 – Гистограмма значения коэффициента пористости по разным методам ГИС.

Отбор и изучение физических параметров керна.

В отчете 1997 г. по Левобережному л.у. было учтено 496 образцов на определение пористости и 364 образца на определение проницаемости.

Керн изучался в комплексе следующими видами анализов:

1. Изучение коллекторских свойств: определение коэффициента открытой пористости методом керосинонасыщения и водонасыщения (ГОСТ 26450.1-85), определение газопроницаемости параллельно и перпендикулярно напластованию (ГОСТ 26450.2-85), определение остаточной нефти и водонасыщенности (СТП 50-32-90/0148463-015-90), объемной и минералогической плотности пород (ГОСТ 26450.1-85), карбонатности.

2. Исследование в шлифах петрографических характеристик.

3. Изучение гранулометрического и минералогического состава.

Гранулометрический состав горных пород определялся методом механического анализа и с помощью лазерного анализатора частиц (диапазон измерений 0,12-702 микрон). Метод механического анализа – в соответствии с ГОСТ 21216.2-93 «Сырье глинистое. Метод определения тонкодисперсных фракций» и ГОСТ 21216.4-93 «Сырье глинистое. Метод определения крупнозернистых включений».

На рисунке 2 представлена гистограмма распределения Кп, определенный на образцах керна Левобережного л.у..

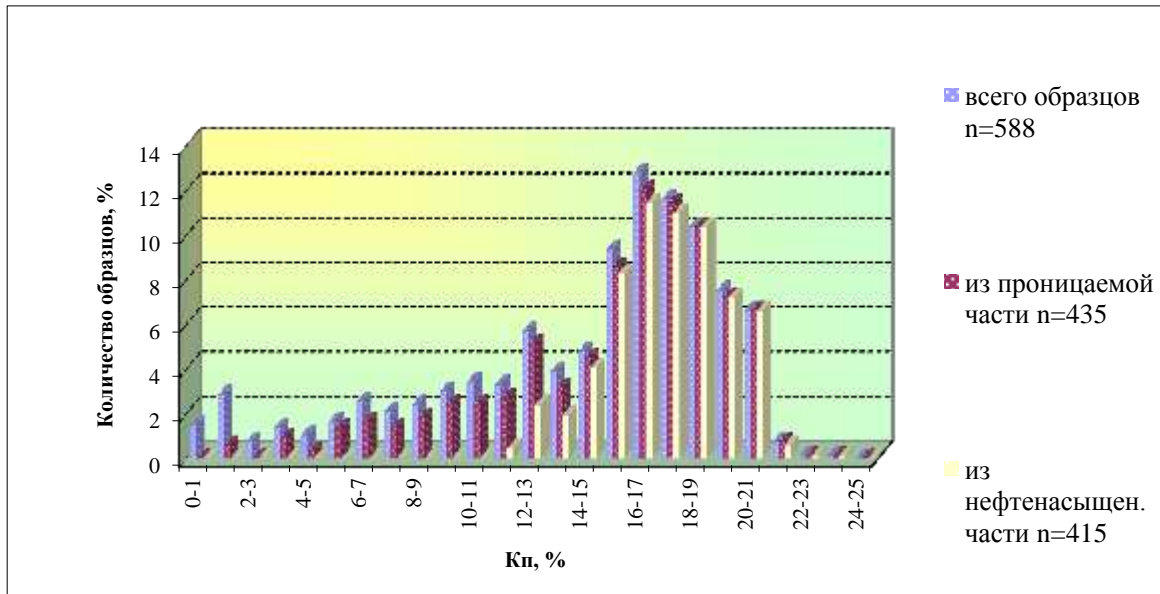


Рисунок 2 – Гистограмма распределения Кп по пласту ЮВ₁определенные на образцах керна (Покамасовский Левобережный л.у.).

В целом по залежи значение пористости, средневзвешенное по эффективной мощности, равно 17,4%, по нефтенасыщенной мощности – 17,5%.

В 2017 году пробурены 3 скважины, в которых проведены геофизические исследования и отбор керна, для расчета коэффициента пористости использовали формулу 3: $K_p = 10,8 \cdot a_{nc} + 8,5$ (3). Расчет коэффициента пористости дал неудовлетворительный результат при сопоставлении с данными керна, как показано на рисунке 3.

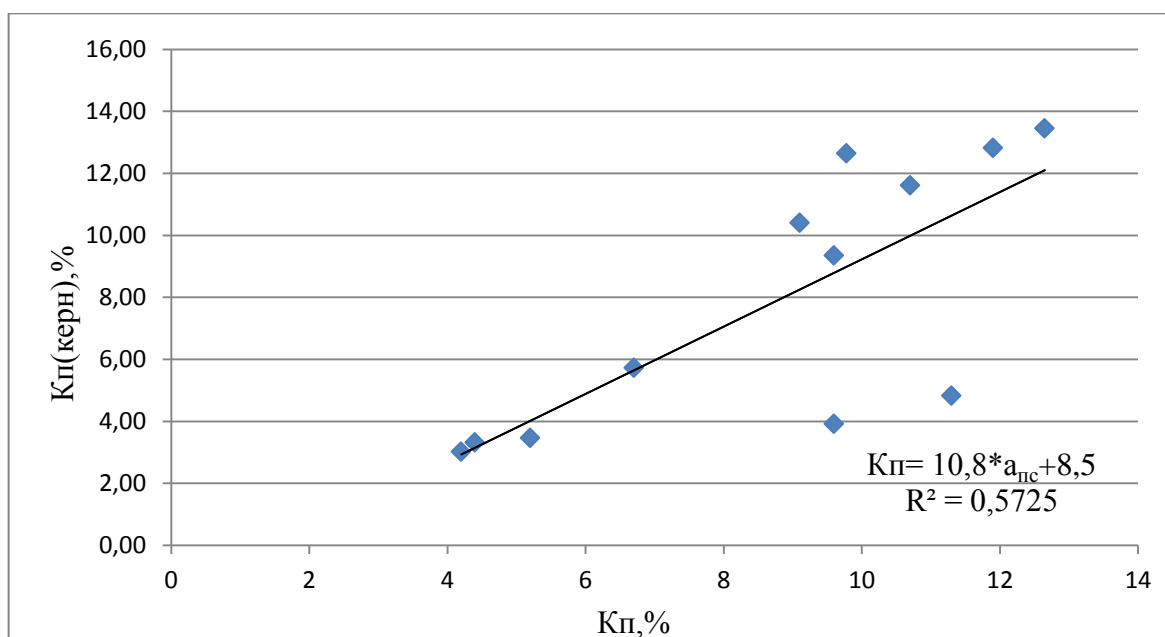


Рисунок 3 - Зависимость значений пористости по керну и по ГИС

Для уточнения и актуализации данной петрофизической зависимости использовались данные ГИС (ПС) и керн из вновь пробуренных скважин.

Коллекторские свойства продуктивного пласта ЮВ₁

Для изучения пористости пород были выбраны методы ГИС, а именно самопроизвольная поляризация, нейтрон-нейтронный каротаж, гамма-гамма плотностной. Эти методы рассматриваются на примере поисково-разведочных скважин (Р-13; Р-14; Р-15). Рассматриваемый пласт ЮВ₁ находится в интервале 2726,4-2739,2 м в поисково-разведочной скважине (Р-13), в разведочной скважине (Р-14) в интервале 2803,5-2815,4 м и в разведочной скважине (Р-15) расположен в интервале 3111,2-3111,6 м.

Исходя из результатов оперативной интерпретации ГИС и построенной гистограммы на основании их, наглядно видно, что наиболее высокие значения коэффициента пористости (K_p) в разведочной скважине (Р-15). Данная скважина находится на северо-востоке от поисково-разведочной скважины и на юго-западе от скважины (Р-14). Анализируемый пласт ЮВ₁ Покамасовского месторождения в разведочной скважине (Р-15) является нефтяным.

Изучая нижележащий пласт ЮВ₂ было замечено изменение насыщения коллектора. Например, в скважине (Р-14) в пласте ЮВ₂ коллектор насыщен водой, а в поисково-разведочной скважине (Р-15) данный пласт не вскрыт.

Сравнивая пласты ЮВ₁ и ЮВ₂, можно сделать вывод, что коллекторские свойства пласта изменяются. В разведочной скважине (Р-15) коллекторские свойства увеличиваются в юго-восточном направлении. Залежь пластово-сводовая с поровым коллектором с высокой продуктивностью пласта.

Анализ результатов сопоставления коэффициента пористости на образцах керна

В ходе работы была уточнена ранее предложенная формула 4 зависимости: $K_p = 10,8 * a_{пс} + 8,5$, (4), поскольку определение коэффициента пористости дало неудовлетворительные результаты при сравнении с данными полученными на образцах керна.

В результате исследования была получена формула 5:

$$K_{п} = 17,442 * a_{пс} + 5,9849, (5)$$

Подставляя значения $a_{пс}$ полученные из оперативной интерпретации по новым скважинам пробуренных в 2017 году, полученные коэффициенты пористости входят в интервал (17%-21%) значений коэффициентов пористости на образцах керна. Поэтому формула рекомендуется применять для дальнейших вычислений коэффициентов пористости на Покамасовском месторождении.

Закключение. В бакалаврской работе были рассмотрены все поставленные задачи на примере Покамасовского месторождения:

- Изучен геологический разреза и комплексы ГИС;
- Определены средние значения коэффициентов пористости;
- Проведена обработка и интерпретация данных ГИС;
- Изучены результаты исследования данных по керну;
- Сопоставлены данные по ГИС и по керну;
- Выбран наиболее подходящий метод при подсчете коэффициента пористости.

Результаты проведенных исследований показали, что из трех предложенных методов – метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), метод гамма каротажа (ГК) и гамма-гамма плотностной метод (ГГК-П), значения коэффициента пористости метода потенциалов самопроизвольной поляризации более приближены к значениям коэффициента пористости на образцах керна. Преимущество метода ПС заключается в том, что его можно применять для терригенных коллекторов, каковыми являются интервалы продуктивного пласта ЮВ₁ Покамасовского месторождения.

В ходе работы была уточнена зависимость и предложена новая формула для расчета коэффициента пористости по методу самопроизвольной поляризации, поскольку результаты по ранее предложенной формула дали неудовлетворительные результаты при сравнении с данными полученными на образцах керна. Достоверность аппроксимации увеличилась с 0,58 до 0,93. Поэтому полученную зависимость рекомендуется применять для дальнейших

вычислений коэффициентов пористости по методу ПС на Покамасовском месторождении, а метод самопроизвольной поляризации (ПС) стоит принимать за основной.