

УДК 622.276; 556.33

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОТ ИХ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ СУРГУТСКОГО И НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДОВ)

Коносавский Павел Константинович

доцент, к.г.-м.н.

Иванов В.Л.

аспирант

Институт Наук о Земле

Санкт-Петербургский государственный университет, г.Санкт-Петербург

Аннотация. В статье рассматриваются зависимости абсолютной проницаемости коллекторов от их петрофизических характеристик. Анализ основан на фактических данных лабораторного испытания кернов пород продуктивных пластов Васюганского нефтегазоносного комплекса (нефтяных месторождений южной части Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции). Анализируются зависимости проницаемости от эффективной, динамической и общей пористости, остаточной насыщенности по воде и нефти и т.д. Показан характер связи проницаемости с различными петрофизическими параметрами коллекторов месторождений.

Ключевые слова: нефтяной коллектор, абсолютная проницаемость, фазовая насыщенность, петрофизические параметрами коллекторов.

Юрские отложения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в настоящее время являются весьма актуальным объектом комплексных детальных исследований [1]. Анализ зависимости абсолютной проницаемости коллекторов от их петрофизических характеристик основан на фактических данных лабораторного испытания кернов пород продуктивных пластов Васюганского нефтегазоносного комплекса по 3-ем группам месторождений [2, 3].

I группа месторождений расположена в восточной части Нижневартовского свода. Продуктивный пласт ЮВ₁ сложен породами васюганской свиты, в районе исследования практически не отличаются от одноимённых осадков Среднего Приобья. Свита делится на нижнюю (глинистую) и верхнюю (песчано-глинистую) части. Нижняя подсвита сложена тёмно-серыми аргиллитами, иногда буроватыми, слюдистыми. Верхняя часть разреза сложена, в основном, песчаниками. Аргиллиты и алевролиты имеют подчинённое значение. Мощность свиты изменяется от 57 м до 94 м, увеличиваясь с запада на восток и юго-восток.

II группа месторождений находится в районе русла р. Обь и приурочена к Нижневартовскому своду. Отложения юрской системы, несогласно залегающие на доюрском основании, представлены тремя отделами. Нижний и средний отделы сложены континентальными отложениями горелой и тюменской свиты, общая толщина которой составляет около 150-200 м. Верхний отдел (васюганская, георгиевская, баженовская свиты) представлен преимущественно морскими осадками. Васюганская свита (келловей-оксфорд) литологически делится на две части. Нижняя сложена аргиллитами с прослоями битуминозных глин и имеет толщину до 30 м. Верхняя часть, имеющая мощность до 45 м, представлена преимущественно песчано-алевролитовыми породами, с которыми связана нефтеносность (горизонт ЮВ₁).

III группа месторождений расположена в южной части Сургутского свода. Геологический разрез представлен терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента. Непосредственно на породах доюрского основания со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения юрской системы, представленные нижним, средним и верхним отделами. Литологически свита представлена переслаиванием песчаников и аргиллитов. Песчаники серые, реже темно-серые, мелкозернистые, часто алевритистые, аркозовые составляют продуктивный горизонт ЮВ₁.

Анализ зависимостей абсолютной проницаемости от физических свойств коллекторов по каждой из трех групп месторождений, а также по всем группам месторождений совместно, представлен на рис. 1-4.

На основании представленных данных можно сделать следующие выводы:

- Наилучшая взаимосвязь наблюдается на графиках зависимости абсолютной проницаемости от общей, динамической и эффективной пористости. При рассмотрении зависимости абсолютной проницаемости от общей пористости, а также от эффективной пористости наблюдается резкий рост абсолютной проницаемости при достижении значения пористости 15%. Данная закономерность обусловлена тем, что с увеличением пористости, в породе увеличивается количество крупных пор, ввиду чего абсолютная проницаемость возрастает в десятки раз. Данная закономерность также отчетливо проявляется на всех графиках зависимостей абсолютной проницаемости от динамической пористости: наблюдается резкий скачок абсолютной проницаемости в районе значения 9% динамической пористости.

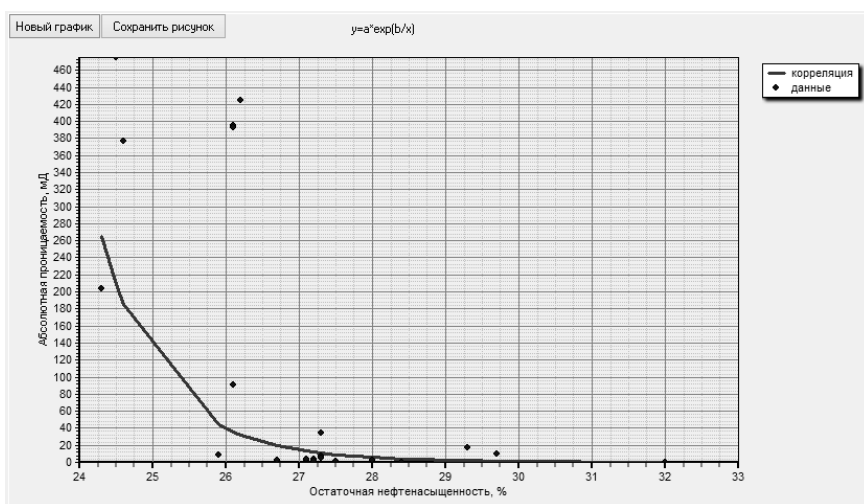
- На всех графиках зависимости абсолютной проницаемости от остаточной водонасыщенности наблюдается экспоненциальное падение абсолютной проницаемости с ростом остаточной водонасыщенности. Это обусловлено тем, что при высоких значениях

остаточной водонасыщенности большое количество воды находится в мелких порах и не принимает участия в процессе фильтрации.

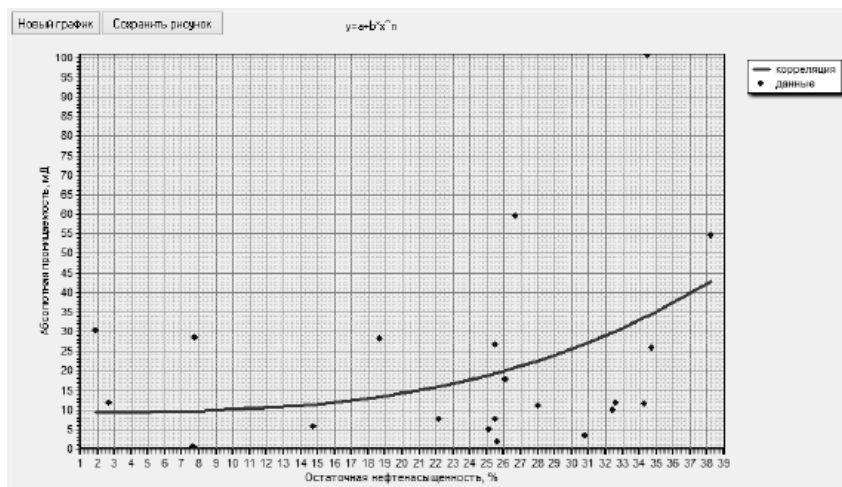
- При рассмотрении зависимости абсолютной проницаемости от остаточной нефтенасыщенности, было отмечено, что есть некий параметр, относящийся к свойствам породы и влияющий как на абсолютную проницаемость, так и на остаточную нефтенасыщенность. Предположительно, это связано со структурой порового пространства, а именно с эффективной пористостью. И чем больше разница между общей пористостью и эффективной пористостью, тем больше будет остаточная нефтенасыщенность.

Таким образом, установлены взаимосвязи абсолютной проницаемости с рядом физических характеристик пород, что позволяет в первом приближении оценивать абсолютную проницаемость по этим характеристикам. Чаще всего отклонения от общего тренда/зависимости наблюдались по II группе месторождений. Для объяснения этого факта необходимы дальнейшие исследования.

1-я группа месторождений



2-я группа месторождений



3-я группа месторождений

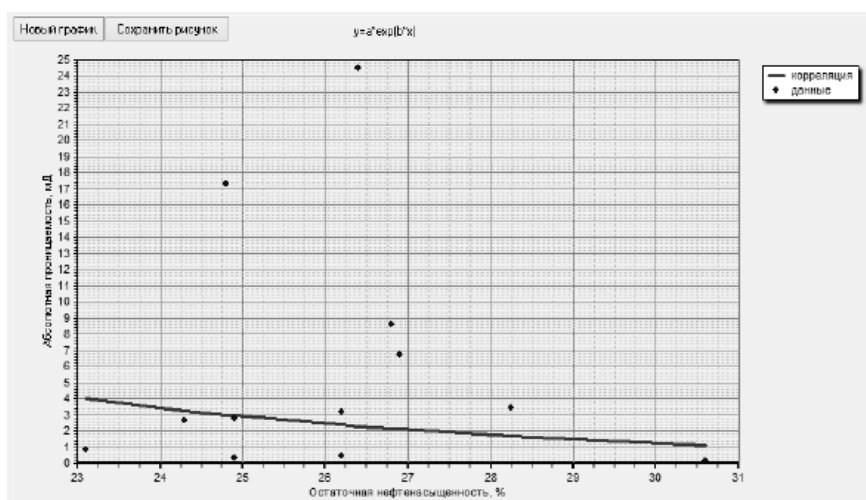
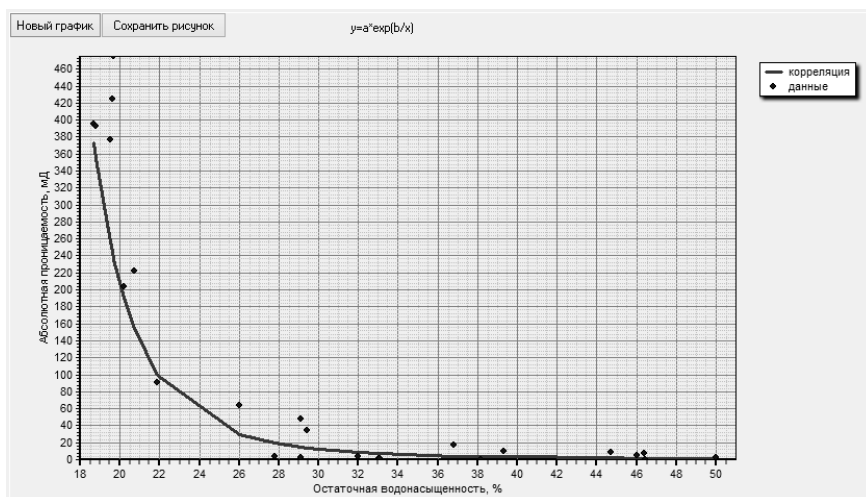
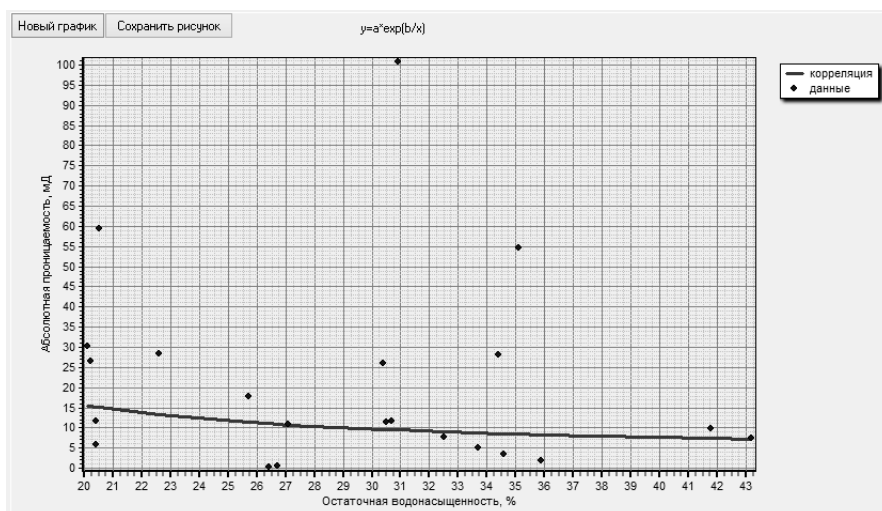


Рис.1. Зависимость абсолютной проницаемости от остаточной нефтенасыщенности по группам месторождений.

1-я группа месторождений



2-я группа месторождений



3-я группа месторождений

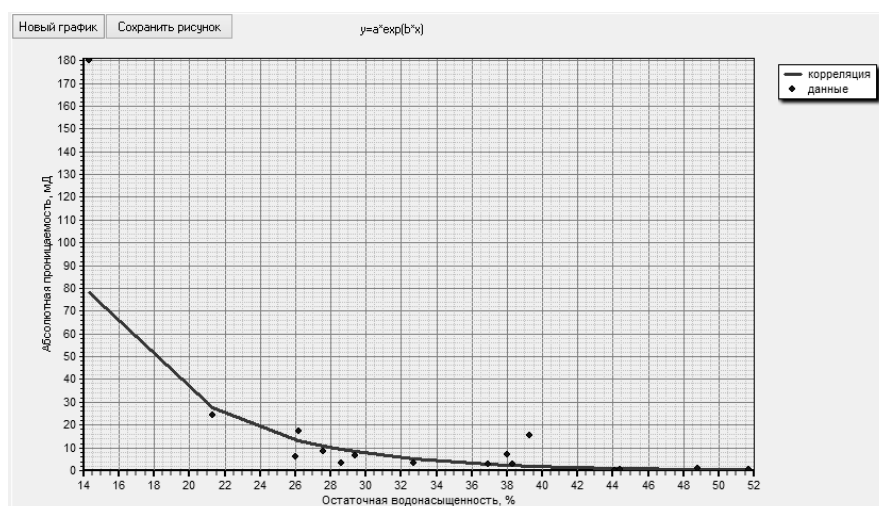
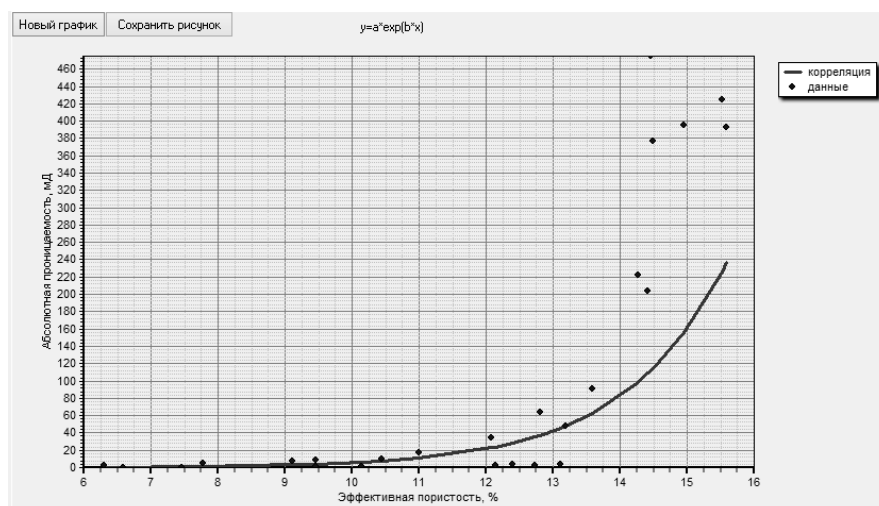
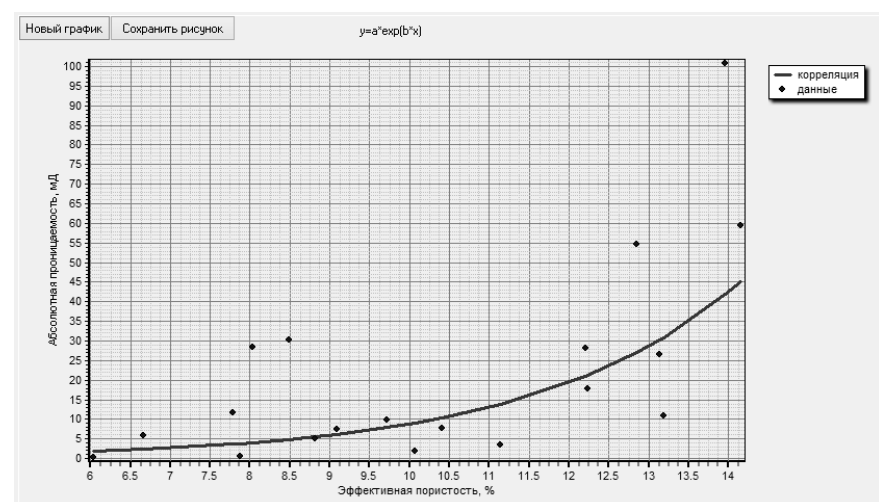


Рис.2. Зависимость абсолютной проницаемости от остаточной водонасыщенности по группам месторождений.

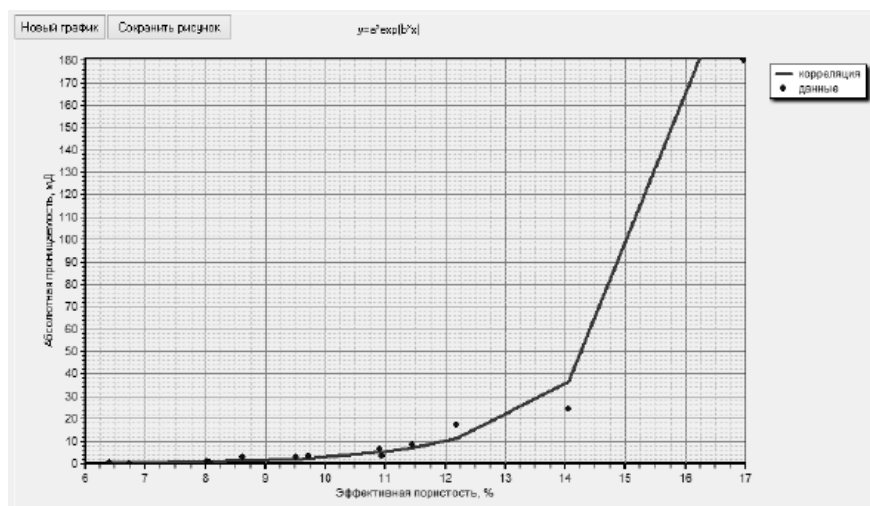
1-я группа месторождений



2-я группа месторождений



3-я группа месторождений



по 3-м группам месторождений

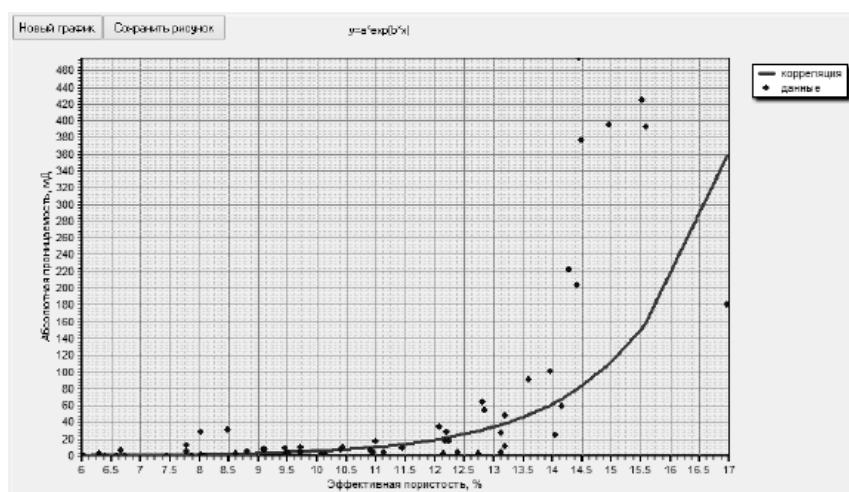
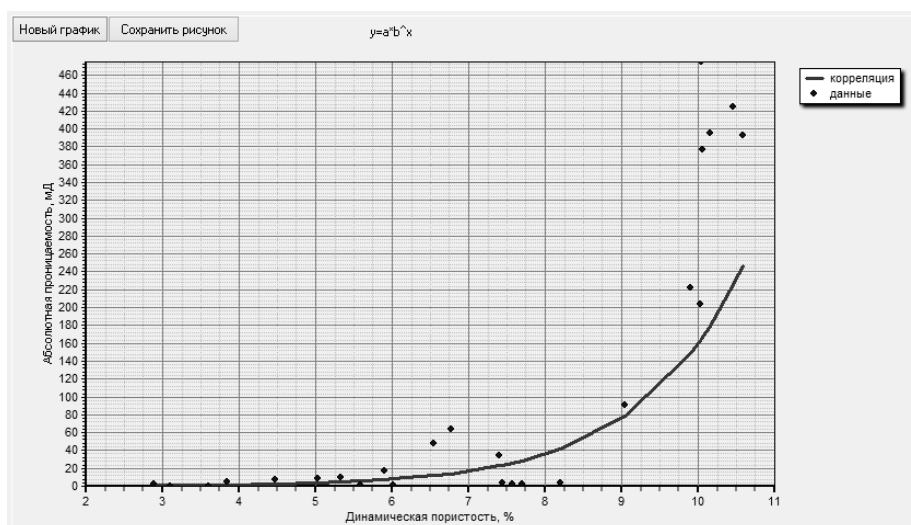
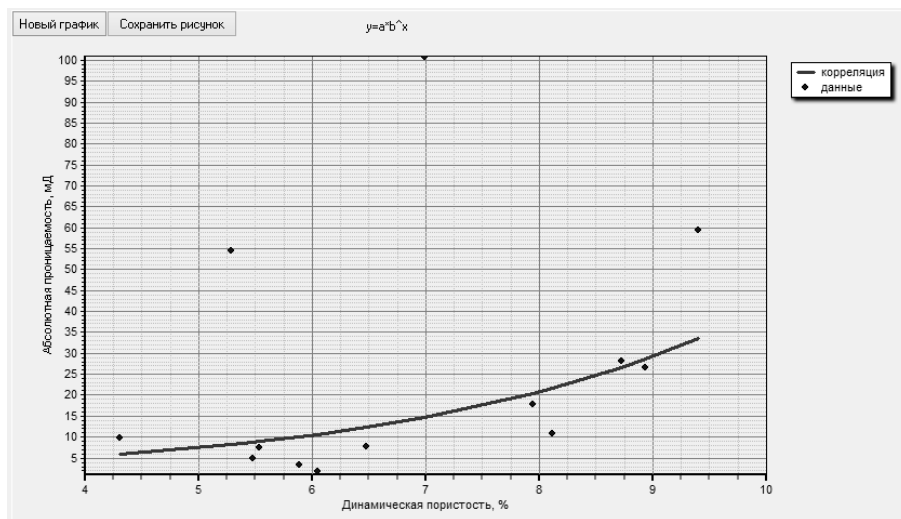


Рис.3. Зависимость абсолютной проницаемости от эффективной пористости по группам месторождений.

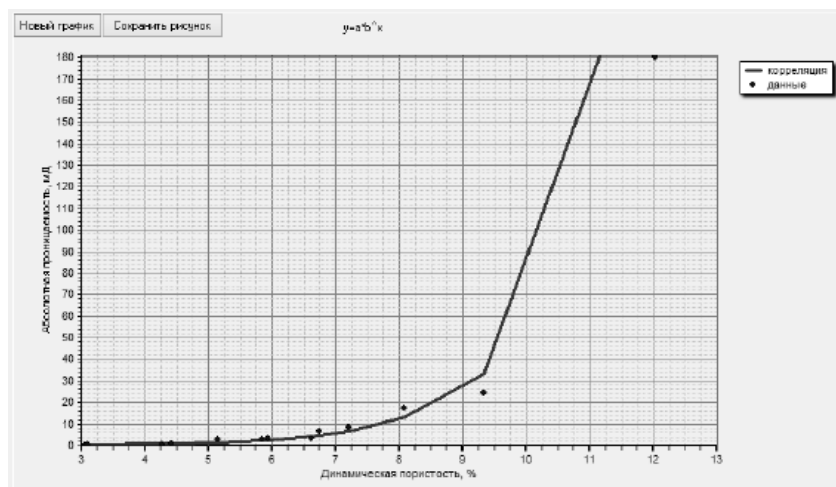
1-я группа месторождений



2-я группа месторождений



3-я группа месторождений



по 3-м группам месторождений

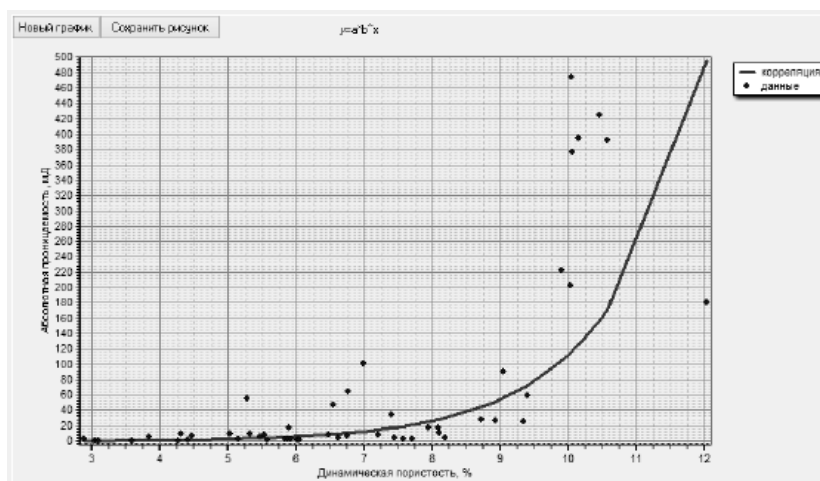


Рис.4. Зависимость абсолютной проницаемости от динамической пористости по группам месторождений.

Список литература:

1. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гулари, В.П. Девятов, В.И. Демин и др. – Новосибирск: наука, 2005. – 156 с.
2. Белозеров В.Б. Палеогеографические особенности формирования нефтеносных пластов васюганской свиты Западной Сибири. – Томск: Известия ТПУ, 2007. – Т. 311. №1 – С. 67 – 72.
3. Белозеров В.Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки: Автореферат дис. д-ра г.-м.н. – Новосибирск, 2008. – 20 с.