

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ОСНОВА УСПЕШНОСТИ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В.И. Митасов*, В.А. Кондратьев**, И.А., Кушмар*, В.П. Семенов*
(*ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург, **ФГУП «Иркутскгеофизика»,
г.Иркутск)

PETROPHYSICAL AND SEISMIC-GEOLOGICAL MODELING AS A BASIS OF SUCCESS OF FORECASTING THE RESERVOIR ROCKS IN THE CARBONATE DEPOSITS OF EASTERN SIBERIA

V.I. Mitasov*, V.A. Kondratiev**, I.A., Kushmar*, V.P. Semenov*
(*VNIGRI, St. Peterburg, **FGUP «Irkutskgeophysika»)

Аннотация.

Залежи УВ в карбонатных отложениях приурочены, как правило, к ловушкам неантиклинального типа. Развитие коллекторов в них обусловлено вторичными процессами: выщелачиванием, растворением и т.д. Разница в пористости между коллектором и неколлектором достигает очень малых величин – до долей процента.

При прогнозировании коллекторов такие тонкие эффекты должны быть выявлены по атрибутам сейсмического сигнала (амплитуд, энергий и др.). Для этих целей необходимо иметь детальное представление о петрофизических параметрах горной породы (пористости, минеральном составе и т.д.).

Для установления коррелятивов между атрибутами сейсмического сигнала и петрофизическими параметрами строится геоакустическая модель, связывающая их между собой.

В докладе на практических примерах показаны этапы сейсмогеологического моделирования, включающего построение моделей следующих типов: 1) петрофизической; 2) геоакустической; 3) сейсмогеологической.

Показано, что увеличение ёмкостных свойств и плотности пород приводит к уменьшению скорости распространения упругих колебаний, акустической жесткости и коэффициентов отражения. Это является физической основой и физической предпосылкой для прогноза развития коллекторов в карбонатном разрезе по характеру изменения атрибутов сейсмического сигнала.

Abstract.

As a rule, hydrocarbon pools in carbonate deposits are confined to non-anticline traps. Development of reservoir rocks in them are due to the secondary processes: leaching, solution and others.

The difference in porosity between reservoir rocks and non-reservoir rocks is very small – to percent portions. In reservoir forecasting, such differences must be recognized on the attributes of a seismic signal (amplitude, energy and others). For

this purpose it is necessary to have a detailed idea of rock petrophysical parameters (porosity, mineral composition and others).

A geoacoustic model, linking the attributes of a seismic signal with petrophysical parameters is developed for establishing correlativity between them.

The stages of seismic-geological modeling, which includes the development of petrophysical, geoacoustic and seismic-geological models, are shown on practical examples.

It is shown that increasing rock capacity properties and density results in decreasing the velocity of advancing elastic fluctuations, acoustic rigidity and reflection coefficients. It presents a physical basis and a physical prerequisite for forecasting the development of reservoir rocks in a carbonate section by the character of changing the attributes of a seismic signal.

Залежи УВ в карбонатных отложениях венда-нижнего кембрия юга Сибирской платформы приурочены, как правило, к ловушкам неантиклинального типа. Залегая на моноклиналях, они ограничены разрывными нарушениями, зонами замещения и выклинивания. Развитие коллекторов в них обусловлено обычно вторичными процессами: выщелачиванием, растворением, уплотнением матрицы известковистой породы при её доломитизации и т.д.

Критерием, по которому в карбонатных породах выделяются коллектора, служит, обычно, граничное значение пористости. При пористости, меньшей граничной, порода относится к неколлекторам, большей – к коллекторам. Разница в пористости между коллектором и неколлектором может достигать очень малых величин – до долей процента. Например, для условий Восточной Сибири граничное значение пористости численно, равно в среднем 6%. Порода при 5% пористости –еще не коллектор, при 7% - она уверенно относится к коллекторам. Положение усугубляется еще и тем, что в формировании сейсмического волнового поля главенствующую роль играет именно твердая фаза породы, т.е. её минералогический состав и структурно-текстурные особенности. Так, если порода характеризуется пористостью, равной 7%, то это значит, что твердая фаза этой породы составляет 93%, которая и формирует основное волновое поле. Т.е. информация, присутствующая в сейсмическом сигнале, на 93% отображает свойства твердой фазы породы, а на долю пор и каверн остается всего 7%. Это подтверждается фактическим характером изменения амплитуд сейсмического сигнала при появлении коллекторов, которое составляет всего 5-7%.

Выявление столь тонких эффектов в сейсмическом волновом поле является основной задачей сейсмогеологического моделирования при прогнозировании коллекторов в карбонатных породах. Для её успешного решения необходимо детально изучить структуру и объем порового пространства изучаемых пород, определить на количественном уровне их минералогический состав, выделить коллектора, оценить их эффективные толщины и т.д. Все эти параметры устанавливаются по данным

исследования скважин посредством петрофизического моделирования, осуществляемом с использованием современных геоинформационных технологий на основе углубленной комплексной интерпретации данных ГИС, керн, испытаний и геохимических исследований.

Карбонатные породы характеризуются сложной структурой пор. Здесь наряду с первичными межзерновыми порами встречаются поры вторичного происхождения (каверны, и трещины). Грань между ними условна (рис.1). Первые, размеры которых заметно меньше размеров зерен твердой фазы породы, могут плавно переходить во вторые, где их размеры уже соизмеримы с размерами зерен. Вторичные процессы могут также ухудшать коллекторские свойства вследствие выпадения солей в твердый осадок солей из предельно минерализованных пластовых вод. Это может привести к полной или частичной закупорке всех дренирующих каналов и превратить породу из коллектора в неколлектор. Именно такие тонкие эффекты и необходимо выявлять при сейсмогеологическом моделировании.

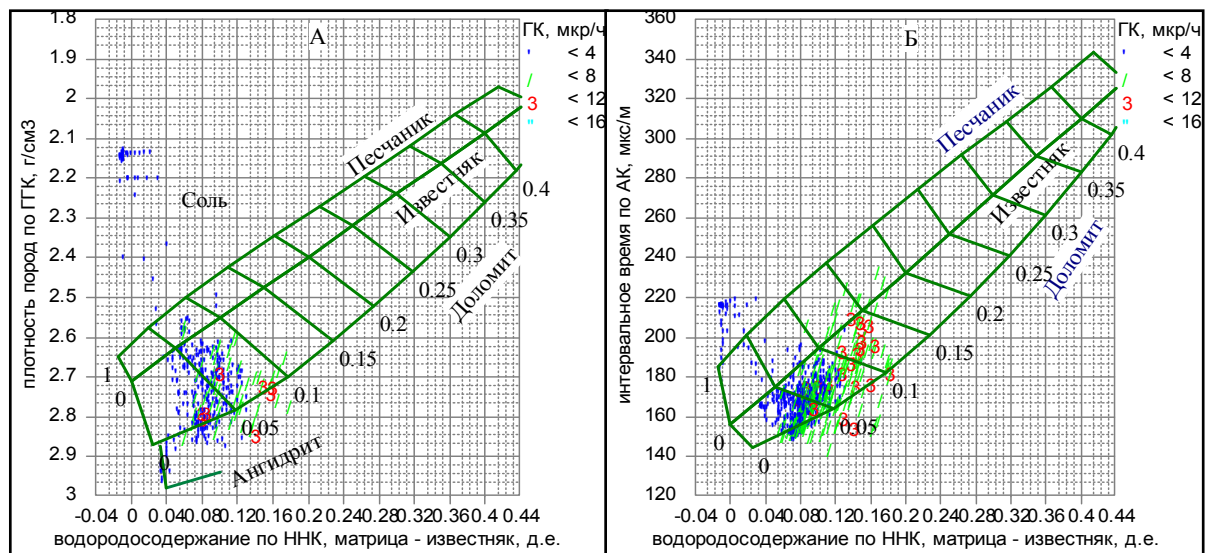


Рис.1. Характер распределения индикационных точек в поле интерпретационных палеток, связывающих показания методов ГГК-АК-НК. Юг сибирской платформы, скважина № 5 Даниловская, усть-кутский горизонт, карбонатные отложения

Т.к. вся необходимая петрофизическая информация содержится в неявном виде как в каротажных кривых, так и в сейсмическом волновом поле, то установив коррелятивы между параметрами петрофизической модели и атрибутами сейсмического сигнала можно с большей долей уверенности прогнозировать в карбонатном разрезе коллектора. Т.к. детальность и точность определения петрофизических параметров по данным бурения скважин несоизмеримо выше, чем определение физических свойств пород по данным сейсморазведки, то между этапами построения петрофизической и сейсмогеологической моделей выделяется этап геоакустического моделирования. Его основной задачей является определение пластовых скоростей, акустических жесткостей, коэффициентов отражения сейсмических упругих волн и т.д.

Таким образом, технология сейсмогеологического моделирования предопределяет последовательное построение моделей следующих типов: 1) петрофизической; 2) геоакустической; 3) сейсмогеологической.

При построении **петрофизической модели** на количественном уровне определяются: объемные содержания основных минеральных компонентов; коэффициент пористости; тип коллектора; эффективные толщины и т.д., а также изучается характер взаимосвязи между ними. Все эти данные являются основой для построения базовых теоретических петрофизических моделей, связывающих между собой физические и геологические параметры с учетом их минералогической принадлежности. В свою очередь они служат основой для построения соответствующих интерпретационных палеток, связывающих показания методов гамма-гамма плотностного и акустического методов каротажа с нейтронным методом (ГТК-АК-НК). Пример подобных палеток приведен на рис.1. Практическая реализация таких палеток заключается в решении соответствующей системы уравнений, связывающих значения замеренных геофизических и искомых геологических параметров. Пример петрофизической модели приведен на рис.2.

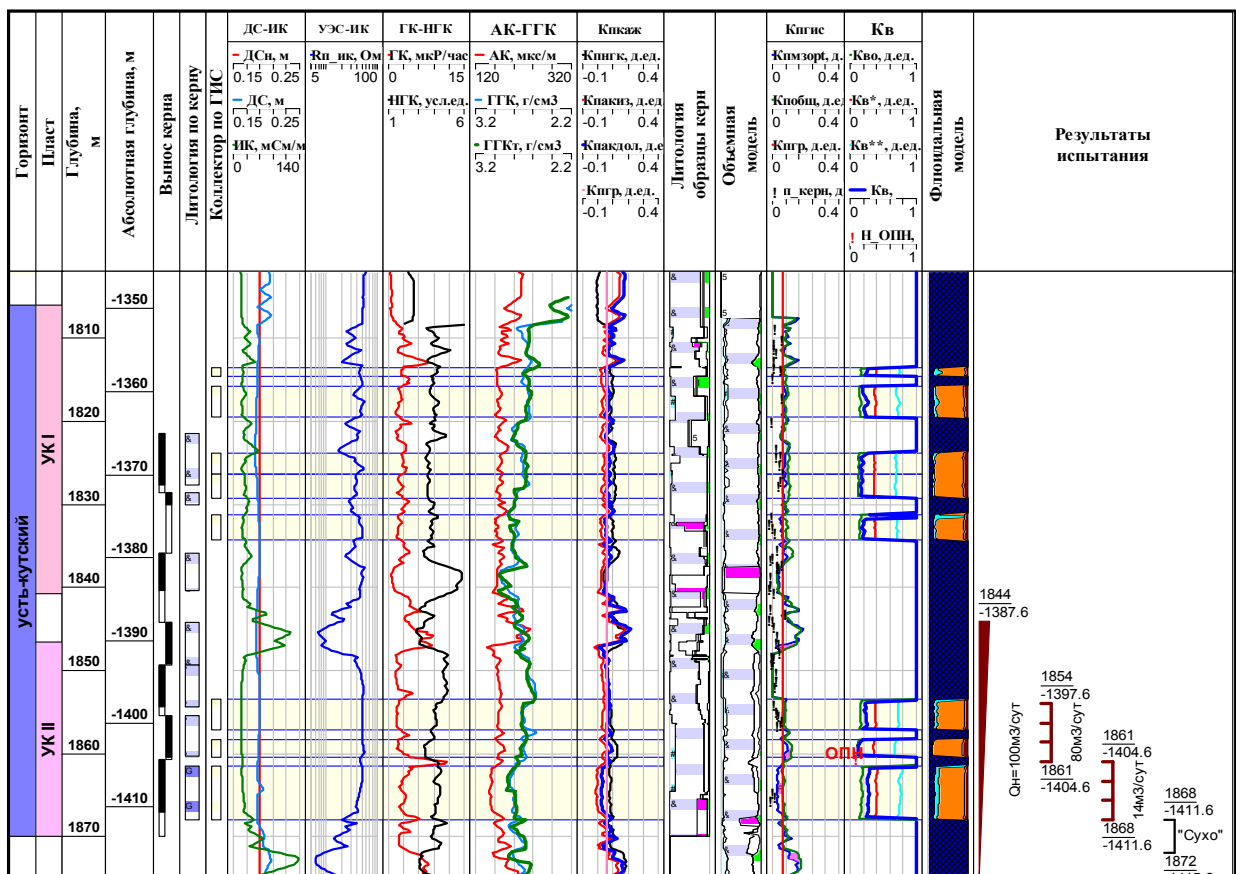


Рис. 2. Петрофизическая модель усть-кутского горизонта по скважине № 5 Даниловского месторождения.

Эти данные служат основой для построения **геоакустической модели**. Пластовые скорости разреза довольно уверенно определяются по кривой

интервального времени, регистрируемой при АК. При наличии плотностного каротажа эта задача решается тривиально и обычно никаких сложностей не вызывает. При отсутствии ГГКП, что является типичным случаем в практике каротажа, плотность может быть определена по параметрам петрофизической модели. Пример построения геоакустической модели с элементами петрофизической и сейсмогеологической моделей приведен на рис.3.

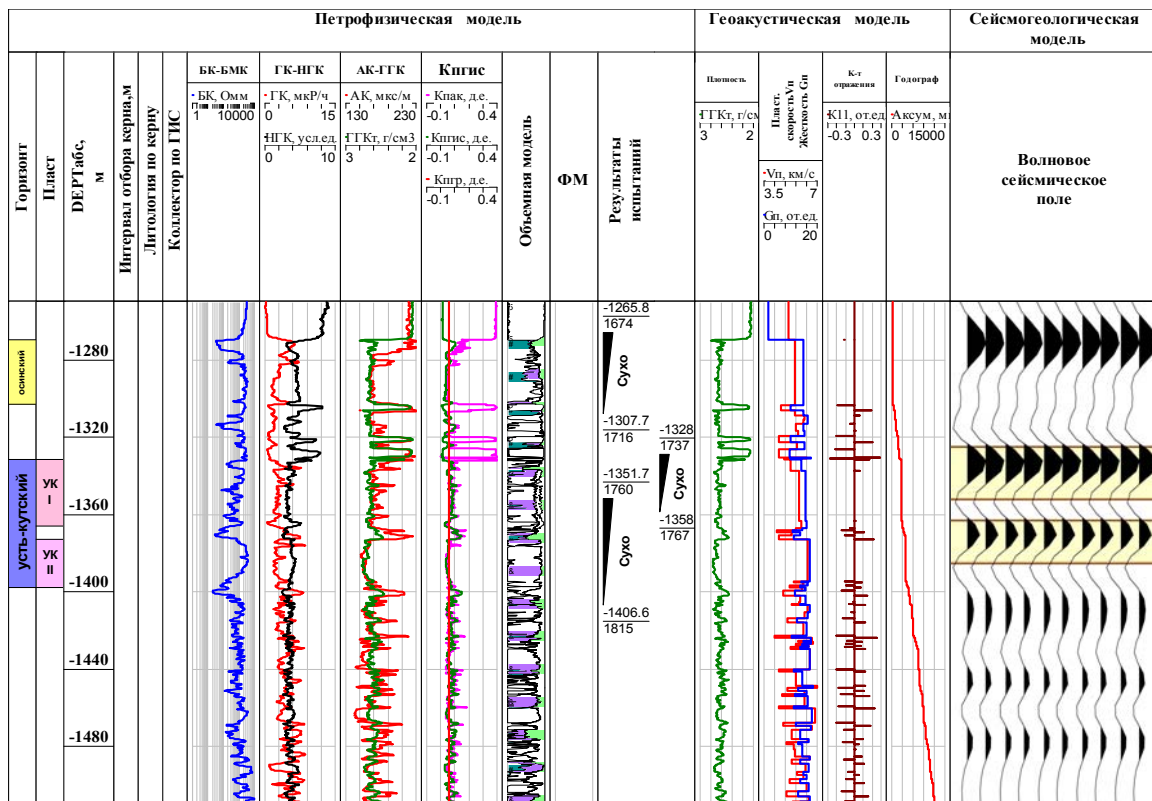


Рис. 3. Элементы петрофизической, геоакустической и сейсмогеологической

моделей усть-кутского горизонта по скважине № 10 в случае отсутствия коллекторов. Даниловское месторождение.

Построение **сейсмогеологической модели** заключается в установлении коррелятивов между параметрами петрофизической и геоакустической моделей с атрибутами сейсмического поля, с помощью которых можно было бы прогнозировать характер развития коллекторов. Было установлено, что амплитуда сейсмического сигнала в карбонатном разрезе ниже в коллекторе, по сравнению с неколлектором (рис.4, 5). Это обусловлено разуплотнением пород при увеличении их ёмкостных свойств, что приводит к уменьшению плотности и скорости распространения упругих колебаний (рис. 6). В свою очередь их изменение вызывает более резкое ослабление акустической жесткости изучаемых горных пород и соответственно коэффициентов отражения. Это является физической основой и весьма благоприятной

предпосылкой для прогноза развития коллекторов в карбонатном разрезе по характеру изменения атрибутов сейсмического сигнала (амплитуд, энергий и др.).

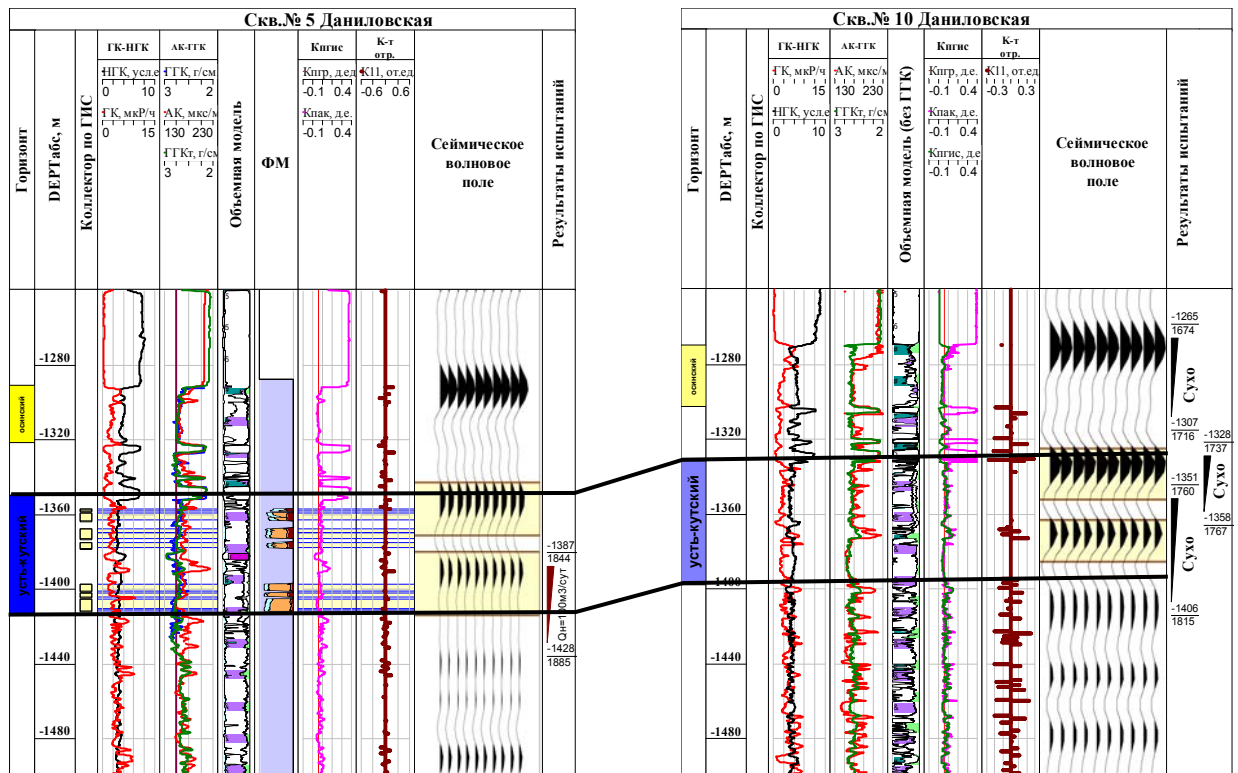


Рис. 4. Сопоставление сейсмогеологических моделей по скважинам 5–10 Даниловского месторождения.

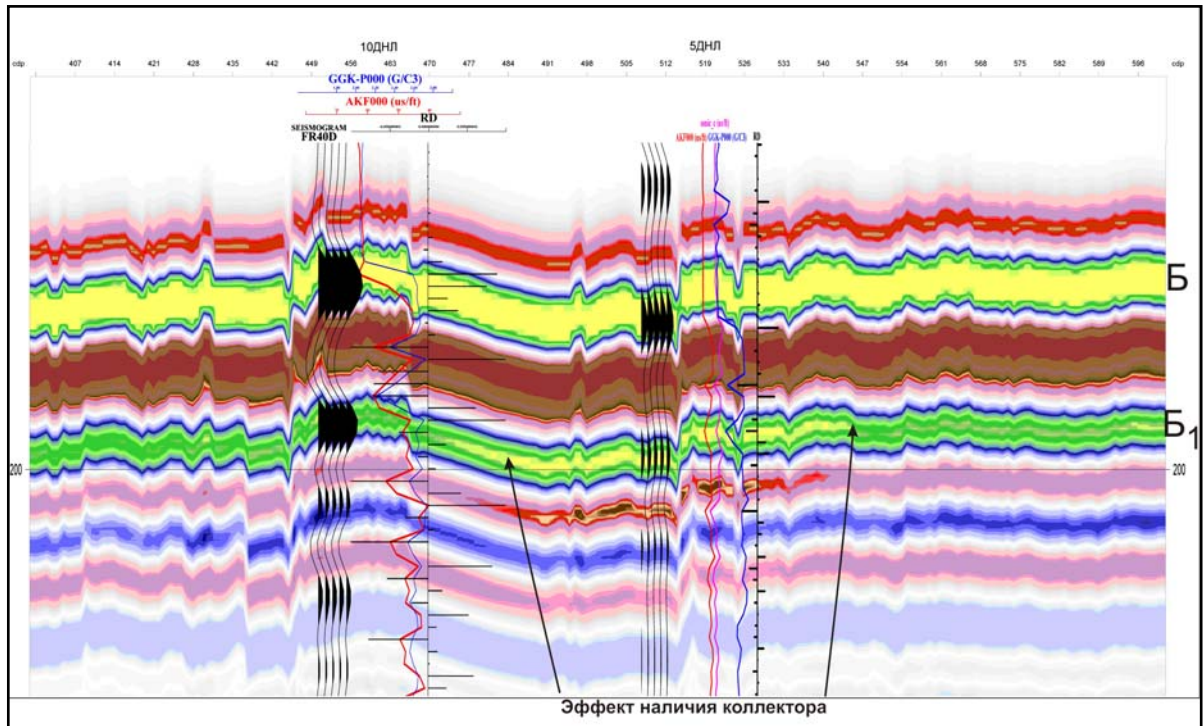


Рис. 5. Фрагмент результата двумерного моделирования по поиску отображения коллекторов в усть-кутском горизонте скважин 5 и 10 Даниловских.

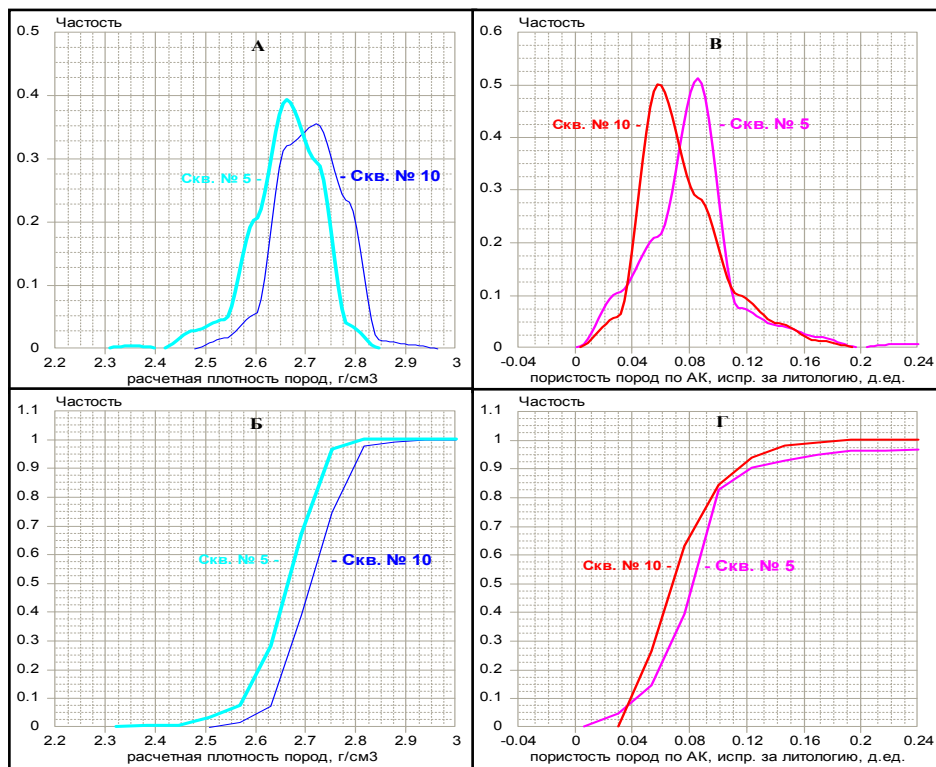


Рис. 6. Сопоставление дифференциальных (19А, 19В) и интегральных (19Б, 19Г) расчетных значений плотности (19А, 19Б) и коэффициента пористости (19В, 19Г) по скважинам 5 и 10, усть-кутский горизонт Даниловского месторождения.