

DOI 10.25689/NP.2018.3.18-30

УДК 622.276.031.011.43:519.2

**УЛУЧШЕННЫЙ АЛГОРИТМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЕДИНИЦ
ПОТОКА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА В СКВАЖИНАХ,
НЕ ОХАРАКТЕРИЗОВАННЫХ КЕРНОМ**

Борисов В.Г.

ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

**IMPROVED APPLICATION OF FLOW UNIT METHOD TO PREDICT
RESERVOIR PROPERTIES IN UNCORED WELLS**

Borisov V.G.

ООО Tumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center)

E-mail: VGBorisov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация: В данной статье рассмотрен усовершенствованный алгоритм применения метода единиц потока, обладающий повышенной предсказательной способностью в сравнении его классическим вариантом. В статье рассмотрено, почему применение метода единиц потока в классической форме может возвращать неправильный результат. Доказывается, что практически любая выборка замеров пористости и проницаемости на керне, сделанная только по одному отдельно взятому месторождению, будет непредставительной. В противовес, использование глобальных классов качества позволяет свести уровень ошибки при оценке фильтрационно-емкостных свойств коллектора (ФЕСК) до минимума. Результаты продемонстрированы на примере одном из месторождений Западной Сибири, где использование нового алгоритма привело к положительным результатам.

Ключевые слова: HFU, FZI, качество коллектора, единицы потока.

Abstract. This paper reviews improved procedure of flow unit method application offering higher accuracy of predictions compared to conventional approach. The paper explains why conventional application of flow unit method can give erroneous results. It has been proved that virtually any subset of porosities and permeabilities measured from cores for an individual field is non-representative. On the other hand, application of global degrees of quality minimizes error level in reservoir quality evaluation. The paper presents successful application of improved procedure in one of the West Siberian fields.

Key words: HFU, FZI, reservoir quality, flow units

Актуальность проблемы точного определения проницаемости

В настоящее время как зарубежные, так и Российские нефтяные компании уделяют всё большее внимание разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), обладающих, как правило, сложным геологическим строением. Такая тенденция обусловлена как техническими и научными достижениями с одной стороны, так и постепенной выработкой месторождений с относительно легко добываемой нефтью – с другой. Для сложнопостроенных коллекторов геолого-гидродинамическому и интегрированному моделированию отводится одна из важнейших ролей в обосновании эффективной стратегии разработки. В случаях, когда NPV проекта близок к нулю, значимость моделирования сложно переоценить.

По этой причине растут требования к прогнозной точности моделей. Степень неопределённости уровней добычи нефти, приемлемая 10-15 лет назад, уже неприемлема в настоящее время. Высокая стоимость капиталовложений в бурение скважин, большой срок окупаемости инвестиционных проектов, сравнительно низкий NPV требуют взвешенного всестороннего анализа и детального обоснования проектных решений.

На экономическую привлекательность месторождения оказывают влияние не только величина запасов, но и способность пласта отдавать запасы, определяемая коэффициентом гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} \quad (1)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта (мД);

h – толщина пласта (м);

μ – вязкость жидкости (сПз).

Проницаемость является одним из основных источников неопределенности, что связано с ограниченным количеством методов для её достоверной оценки. Если геологический разрез сложен осадками разного возраста и генезиса, то использование общей для всего месторождения зависимости проницаемости от пористости может привести к значимым погрешностям в оценке проницаемости. По этой причине используются различные подходы, позволяющие снизить неопределенность в оценке проницаемости до разумных величин погрешности. Метод единиц потока является одним из наиболее распространенных методов такой оценки. Как увидим далее, применение этого метода также может привести к ошибкам. В настоящей статье рассмотрено, как избежать наиболее распространенных ошибок в применении данного метода.

Принцип метода единиц потока

В зарубежной практике для снижения неопределенности в оценке проницаемости широко применяется метод единиц потока. Данный метод основан на применении понятия качества коллектора. В его классической форме был предложен J.O. Amaefue как развитие идеи П.Кармана в поиске универсального уравнения, связывающего абсолютную проницаемость с пористостью [1]. Уравнение П.Кармана имело вид:

$$k = \frac{\varphi^3}{2\tau_r^2 s_\phi^2} \quad (2)$$

где s_ϕ – удельная поверхность фильтрующих каналов ($\text{м}^2/\text{м}^3$);

τ_r – гидравлическая извилистость каналов ($\text{м}/\text{м}$);

φ – пористость образца породы (д.ед.);

«2» - коэффициент формы сечения круглого капилляра.

На основе решения уравнений Навье-Стокса П.Карман нашел, что для круглого, эллиптического, квадратного, треугольного, прямоугольного, щелевого сечений величина постоянного коэффициента формы изменяется от 2 до 3 [2]. Это позволило расширить область применения уравнения (2) для каналов любого сечения:

$$k = \frac{\varphi^3}{f_s \tau_r^2 s_\phi^2} \quad (3)$$

где f_s – эмпирический коэффициент.

Поскольку измерить извилистость и удельную поверхность фильтрующих каналов проблематично даже в лабораторных условиях (что уж говорить о её измерении на месторождении), а принять извилистость за константу – очень грубое допущение, J.O. Amaefue предложил сгруппировать неизвестные величины в одну часть. Получившийся комплексный параметр он называл коэффициентом качества FZI. Таким образом, получено уравнение качества коллектора в широко известном виде [1]:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{f_s} \tau_r s_\phi} = \frac{RQI}{\varphi_z} \quad (4)$$

$$\varphi_z = \left(\frac{\varphi}{1-\varphi} \right) \quad (5)$$

Для промысловых единиц:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \quad (6)$$

где k – проницаемость (мД);

φ - пористость (д.ед.)

После математических преобразований получаем [3]:

$$k = \varphi \left(\frac{(FZI) \cdot \left(\frac{\varphi}{1-\varphi} \right)}{0.0314} \right)^2 \quad (7)$$

Породы, имеющие близкие значения параметра FZI объединяются в общую единицу потока, для которой в дальнейшем строится единая зависимость проницаемости от пористости.

Как зарубежные, так и Российские исследователи неоднократно прибегали к этому методу для выделения представительных классов отдельно взятых месторождений.

Патрик Корбетт, профессор, занимающийся проблемами петрофизики более 10 лет, создал единую систему классов, основанную на обобщении результатов большого количества месторождений. Классификация единиц потока, предложенная Патриком Корбеттом, имеет в значительной мере гораздо большую достоверность относительно единиц потока, построенных по отдельным месторождениям за счет большого количества обработанного статистического материала, и потому является более предпочтительной. В научной литературе уравнения классов Патрика Корбетта получили название глобальных классов единиц потока (GHE).

Соответствие FZI и GHE приведено в табл. 1 [3]:

Таблица 1

Соответствие индексов качества FZI и глобальных единиц потока GHE по Патрику Корбетту

GHE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нижний индекс FZI	48	24	12	6	3	1,5	0,75	0,375	0,1875	0,0938

Метод единиц потока позволяет по известному распределению фаций и пористости предсказать проницаемость каждого интервала,

однако было бы ошибкой пытаться использовать его для решения обратной задачи - по известной пористости и проницаемости обосновывать распространение фаций в разрезе скважины. К сожалению, именно эта попытка использовать метод единиц потока для решения задачи, для которой он не предназначен, встречается довольно часто. Исследователей подкупают строгая дифференциация замеров по единицам потока, высокая степень корреляции пористость-проницаемость для каждой выделенной единицы, что на самом деле является математическим артефактом применения метода и отражает скорее его недостатки, чем достоинства. Так, если мы предварительно сопоставим на керновом материале ранги FZI с определенными на образцах фациями, обнаружим сильное перекрытие рангов для совершенно разных обстановок осадконакопления (Рис 1). На первый взгляд может показаться, что метод единиц потока для данного месторождения применять нельзя. Однако, как мы увидим далее, частично оптимизировав алгоритм, мы сможем с успехом применить метод единиц потока и на данном месторождении.

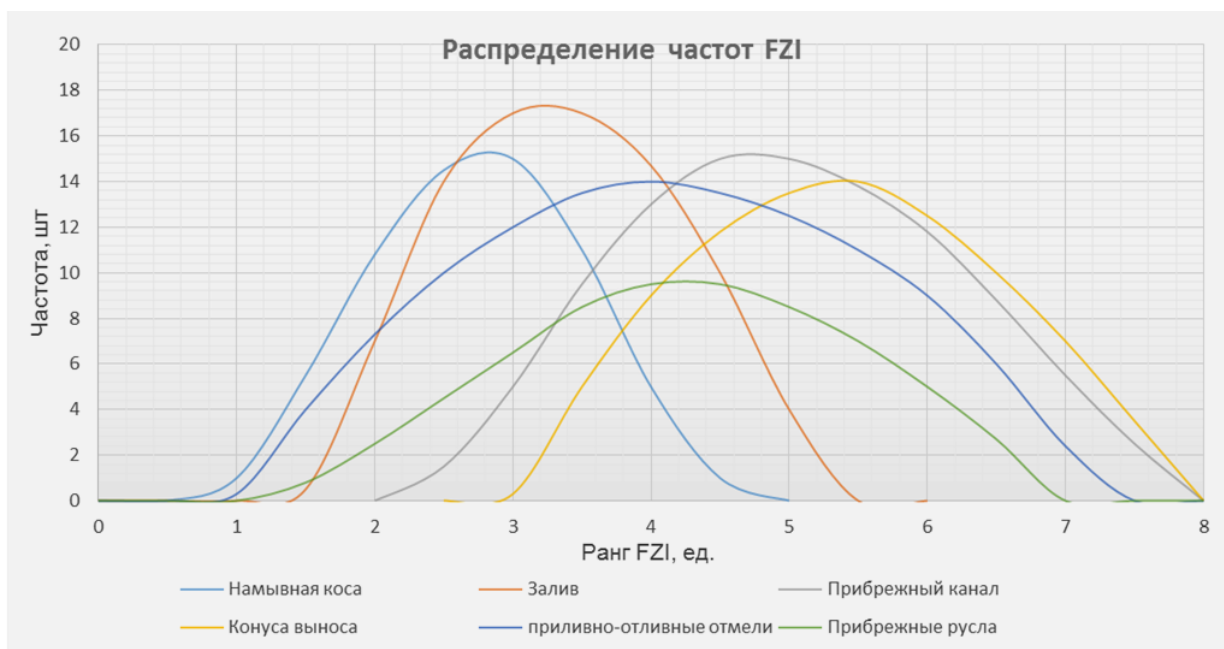


Рис.1. Месторождение Русское. Частоты распределения индекса FZI для различных фаций, идентифицированных на керне.

Трудно не согласиться, что выборка керновых замеров для новых месторождений редко бывает представительной и интерпретатор часто обладает весьма ограниченным набором исходных данных. Замеры керна берутся, как правило, с единичных скважин в ограниченном интервале глубин для наиболее перспективных горизонтов. При такой выборке естественным образом формируются максимумы частот индекса FZI в наиболее плотно покрытых замерами интервалах, воспринимаемые интерпретатором, как самостоятельная единица потока. На непредставительность выборки (и следовательно - на формирование ложных максимумов частот индекса FZI) оказывают влияние также конструктивные особенности оборудования для отбора и исследования керна (высокопроницаемый керн оказывается, как правило, разрушен уже на этапе колонкового бурения), метод определения участков для выпиливания образцов, научная база, применяемая для интерпретации результатов и т.д. Только в случае, когда рассматриваются т.н. «браунфилды» (месторождения на поздней стадии разработки»), объемы отобранного керна можно считать достаточными для качественного анализа.

При использовании глобальной системы единиц потока, предложенной Патриком Корбеттом, за счет большого количества учтенного кернового материала ошибка от несовершенства методов отбора и анализа нивелируется.

Оптимизированный алгоритм

Взяв за основу глобальную систему единиц потока, усовершенствуем алгоритм применения этого метода для прогнозирования ФЕСК в неохарактеризованных керном скважинах. По причинам наложения рангов FZI, продемонстрированном на рис.1, откажемся от использования метода единиц потока для обоснования распределения фаций в разрезе новых

скважин – для этой цели существует обширная отрасль фациального анализа. Метод единиц потока будет использован нами только в рамках уже выделенных ранее фаций для обоснования проницаемости этих фаций в исследуемых скважинах. Сделаем допущение, что одной и той же фациальной ассоциации в опорных и исследуемых скважинах соответствует один и тот же набор глобальных единиц потока GHE. Это позволит нам, на основе пористости и единицы потока GHE предсказать проницаемость для каждой фации в исследуемой скважине. Оптимизированный алгоритм состоит из следующих этапов:

1. Определение распределения фаций геолого-геофизическими методами в опорной и исследуемых скважинах.
2. Установление на опорных скважинах соответствия каждой фациальной ассоциации глобальных единиц потока GHE на основе имеющихся исследований керна
3. Определение проницаемости в исследуемых скважинах на основе пористости и единицы потока GHE для каждого интервала по формуле (7).

Пример использования метода

Рассмотрим применение данного алгоритма на месторождении, взятом в качестве примера для данной статьи. Ряд фациальных ассоциаций, в соответствии с работой [4] представлен следующими единицами:

1. Меандрирующие приливно-отливные каналы,
2. Илистые приливно-отливные отмели,
3. Конусы промыва,
4. Дальняя зона берегового склона,
5. Верхняя и средняя зоны берегового склона.

Поскольку, как было отмечено на рис.1 фациальные ассоциации сформированы процессами различного генезиса, зависимость проницаемости от пористости слабая (Рис.2), что делает невозможным использование единой зависимости для всего месторождения.

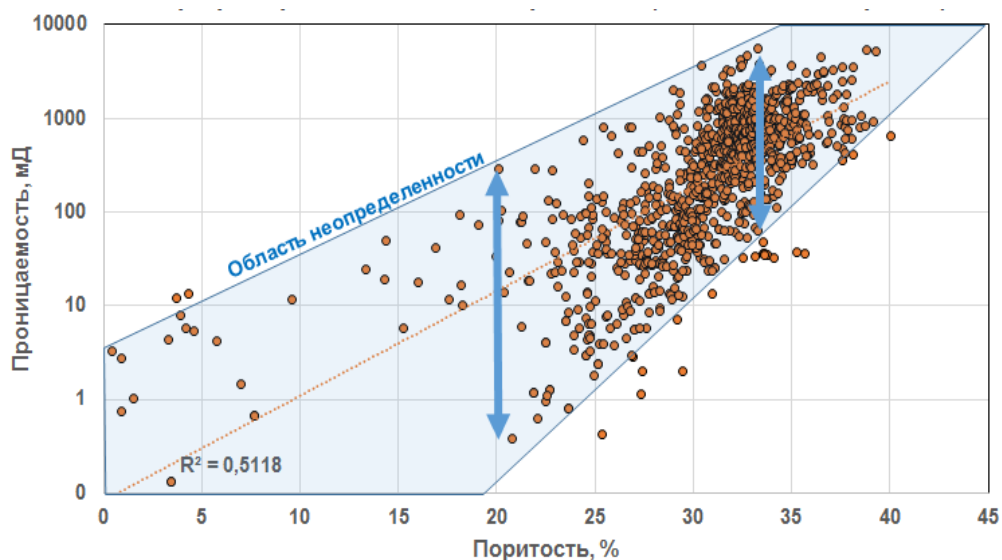


Рис.2. Зависимость пористость-проницаемость без применения метода единиц потока

Для выделения фациальных ассоциаций по разрезу построим стратиграфический Лоренц-плот для скважин, охарактеризованных керном (пример на рис.3 а). Продуктивность каждого интервала определим углом наклона накопленной вместимости по отношению к накопленной проводимости:

Для экстраполяции зависимостей ФЕСК на скважины, не охарактеризованные керном, определим зависимость качества коллектора от комплексного параметра ГИС методом регрессионного анализа. Для данного месторождения зависимость приняла следующий вид:

$$GHE = 9.8869 - 3.37 WS + 3 PSize - 0,03 (PS + SumClay) \quad (8)$$

где WS – каротаж водородосодержания, (д.ед.);

PS – Каротаж ПС, (Ом·м);

Psize – преобладающий размер обломков, (мм);

SumClay – суммарное содержание глинистых минералов, (д.ед).

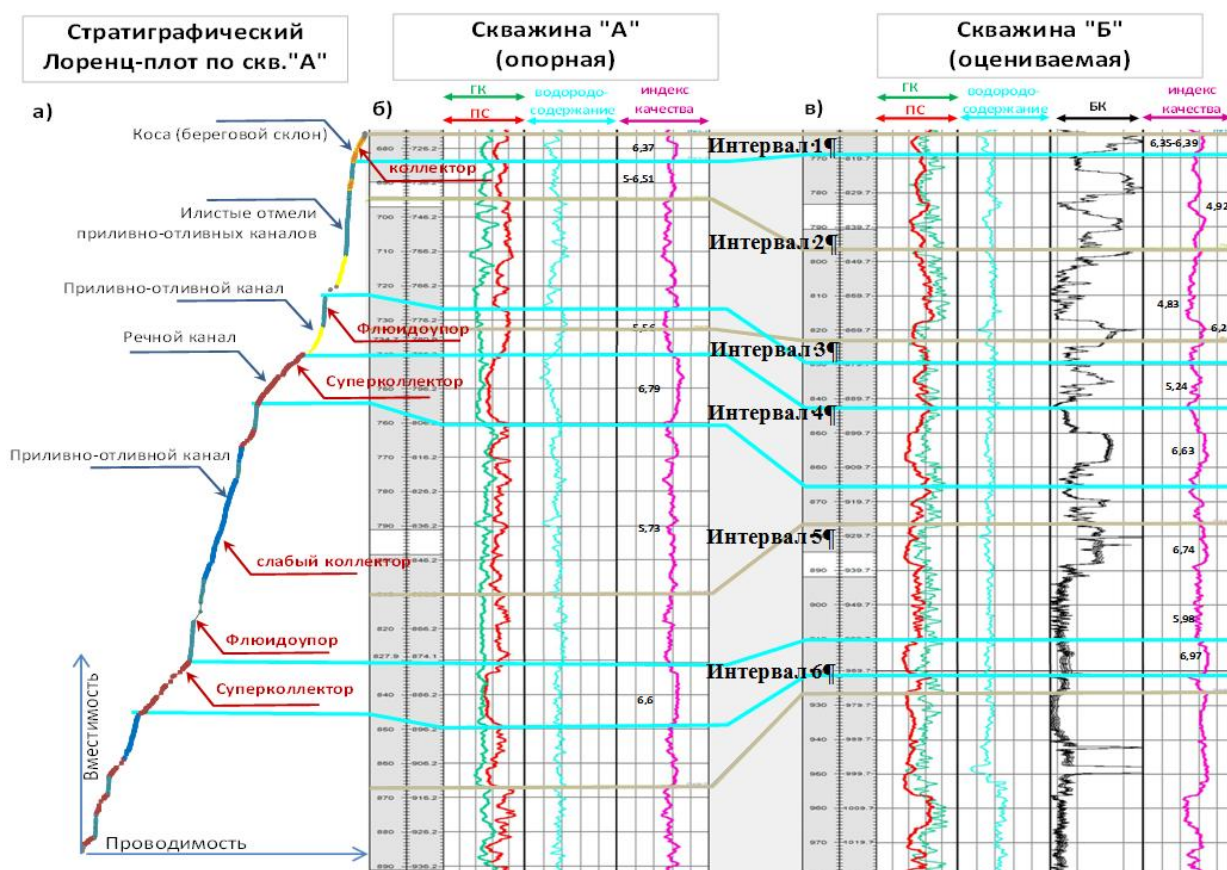


Рис. 3. а) Лоренц-плот по скважине А, охарактеризованной керном;
 б) – планшет по скважине А, свойства которой известны;
 в) – планшет по скважине Б, расположенной в 6,7 км. от скважины А с неизвестными свойствами

Рассмотрим скважину, расположенную в 6,7 км от скважины А (Рис. 3 в). Зная по скважине А, какими классами качества представлена каждая фациальная ассоциация, восстанавливаем проницаемость по известной пористости на скважине Б. Результат представлен в табл. 2 (столбец 4).

Для оценки достоверности нашего прогноза выполним оценочный расчет проницаемости через стратиграфический Лоренц-плот, который ранее был построен для скважины А. Учитывая, что график представляет собой вместимость по вертикали и проводимость по горизонтали, и принимая их отношение друг к другу внутри каждого класса одинаковым для обеих скважин, мы можем восстановить проницаемость на скважине Б методом пропорций. Результат приведен в столбце 5 табл. 2.

Таблица 2

Сопоставление проницаемости на исследуемой скважине Б различными методами

№ интервала	Интервал по траектории скв, (м)	Средняя пористость в интервале, %	Проницаемость по оптимизированному алгоритму, мД	Проницаемость по графику Лоренца, мД	Расхождение	Степень неопределенности
1	2	3	4	5	6	7
1	813-819	32,2 %	628,8	761,2	17%	Низкая
2	819-880	31,9 %	130,6	182,9	29%	Средняя
3	880-893	28 %	79,3	1050	92%	Высокая
4	893-915	31,3 %	789,1	1166	32%	Средняя
5	915-960	24,2 %	238,8	511,3	53%	Средняя
6	960-971	30,1 %	1125,3	1404	20%	Низкая

Анализируя табл. 2 видим, что сходимость проницаемости, посчитанной двумя методами, тем выше, чем точнее сопоставлены классы качества по Патрику со стратиграфическим графиком Лоренца. Например, для интервалов 1 и 6 расхождение в оценках составляет 17-20 %, что в условиях текущей неопределенности в проницаемости является довольно неплохим показателем.

Заключение и выводы

В настоящей работе рассмотрен усовершенствованный алгоритм оценки проницаемости пород-коллекторов, основанный на методе единиц потока. Алгоритм не привязан к конкретному месторождению, и может широко тиражироваться. Особенно актуален для пластов, сложенных в различных обстановках осадконакопления, поскольку применение обычных методов оценки проницаемости в таких случаях часто дает высокую погрешность.

Список литературы

1. Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan, D.K., 1993 Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Тх.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А., Петрофизика (Физика горных пород): Учеб.для вузов 2-ое изд. перераб. и доп. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина., 2004, 368 с., ил.
3. Corbett, P.W.M., Potter, D.K.. 2004 Petrotyping: a basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction, SCA2004-30, presented an the international Symposium of the Society of Core Analysis held in Abu Dhabi, UAE, 5-9 October, 2004.
4. Ендалова, Ю.В. Реализация подхода сиквенс-стратиграфии в 3D геологической модели Русского месторождения, Нефтяное хозяйство, апрель 2011.

Сведения об авторах

Борисов Владимир Геннадьевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: VGBorisov@tnnc.rosneft.ru

Authors

Borisov V.G., ООО Tumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center), Tyumen, Russia
E-mail: VGBorisov@tnnc.rosneft.ru

Борисов Владимир Геннадьевич
625002, Российская Федерация,
г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1
тел.: 8 (3452) 52-90-90 доб. 6923
E-mail: VGBorisov@tnnc.rosneft.ru