

## **О МЕТОДИКЕ ГРУППИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ГАЗОПРОЯВЛЕНИЕМ ПО ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ ВОЗМОЖНОСТЯМ НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПА ПАРЕТО**

Агаев В.С.

*ГНКАР, Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа  
ilkinx@mail.ru*

*Известно, что проводимые на нефтяных промыслах мероприятия по регулированию режимов добывающих скважин носят адаптивный характер, и затрагивают не какие-то единичные объекты, а всю сложную взаимосвязанную и взаимодействующую систему элементов, составляющих разрабатываемую залежь, совокупность эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также комплекс наземных оборудований. Такой большой и сложной системой целесообразно управлять с использованием системного подхода. При этом разбиение по ряду технологических показателей всего фонда скважин на отдельные группы, из-за снижения объема обрабатываемой информации, существенно упрощает и удешевляет весь процесс управления. Кроме того, при системном подходе становится эффективным как более детальный анализ целесообразности проведения мероприятий внутри каждой группы, так и планирование их в рамках всей системы в целом.*

*В статье в качестве такого метода, основанного на системном подходе, предлагается группирование скважин по их потенциальным возможностям, исходя из характеристик гиперболического распределения дебитов скважин. В практике, как правило, подобными свойствами обладают большие и сложные системы, куда и можно отнести весь процесс скважинной разработки месторождений. Известно, что поведение этих систем подчиняется принципу Парето, и распределение дебитов скважин по их величине также соответствует этому принципу. В отличие от известных работ, где, в основном, описываются механизмы группирования скважин, базирующиеся на количественных признаках, в статье приводится алгоритм «качественного» их группирования, что позволяет уменьшить и унифицировать количество различаемых групп и придавать им заведомо известные свойства, присущие всевозможным разновидностям, встречаемым на практике. Число различаемых групп определяется количеством обрабатываемых показателей. В качестве исходных данных используется среднемесячные отборы нефти, газа и воды по каждой скважине.*

*Излагается алгоритм перераспределения заданного количества скважин по восьми группам, основанный на известном свойстве гиперболического распределения. Данная расчетная схема компьютеризирована и апробирована на реальном примере добывающих скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками, и внедряется для различных предприятий производственного объединения «Азнефть». Регулярно проводимые расчеты позволяют следить за динамикой изменения состояния скважин, переходящих из одной группы в другую, что может способствовать построению адаптивной модели процесса эксплуатации для всего фонда скважин.*

*Ключевые слова: группирование, скважинный нефтяной насос, технологический режим, гиперболическое распределение, принцип Парето, системный подход, тренд, алгоритм, аппроксимация, скважина, корреляция, регулирование, уравнение, месячный отбор нефти, газа и воды, ранг, сортировка, газопроявление, критерий*

Известно, что поведение больших систем подчиняется в ряду других закономерностей принципу Парето, согласно которому большая часть следствий вызывается меньшей частью причин, и наоборот. Этот принцип проявляется и в процессе разработке нефтяных месторождений [1]. Рассматривая показатели фонда эксплуатационных скважин, можно предположить, что поскольку нефтяная залежь – система сложная, то распределение дебитов скважин по их величине также должно соответствовать принципу Парето. Из-за большого числа скважин выбор типа регулирования режима работы и его параметров индивидуально по каждой скважине зачастую не представляется возможным. При этом оказывается целесообразным разбиение по ряду технологических показателей всего фонда скважин на однородные группы. Кроме того, внутри выделившихся групп скважин возможен более детальный анализ перспективности выбранного мероприятия, назначенного для проведения в каждой из групп, а также индивидуально по скважинам, что значительно снижает объем детально анализируемой информации. Разумеется, что при этом методика выбора регулирующих воздействий ориентируется на выигрыш в среднем, а не по каждой скважине в отдельности, что соответствует общей идее системного анализа, широко применяемого в задачах исследования и управления сложными системами.

Ход вышеупомянутого гиперболического распределения можно отследить даже для заведомо малой выборки на примере действующего фонда нефтедобывающего предприятия «Бибиейбатнефть» ПО «Азнефть». На рис. 1–3 представлены гистограммы распределения скважин для системы, состоящей из 32-х нефтяных скважин с газопроявлением, эксплуатируемых с глубинными штанговыми насосами. На этих рисунках на вертикальной оси указаны частоты, а на горизонтальной оси – показатели добычи (здесь величины отборов нефти, воды и газа фиксированы соответственно в тоннах, куб. и тыс. куб. метрах).

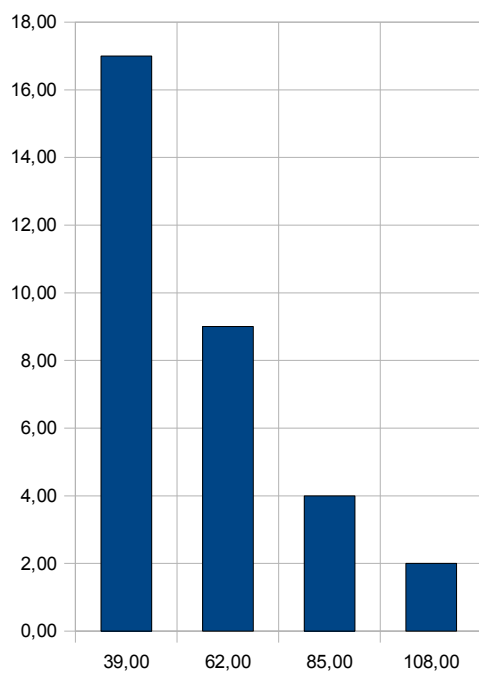


Рисунок 1. Гистограмма по добыче воды

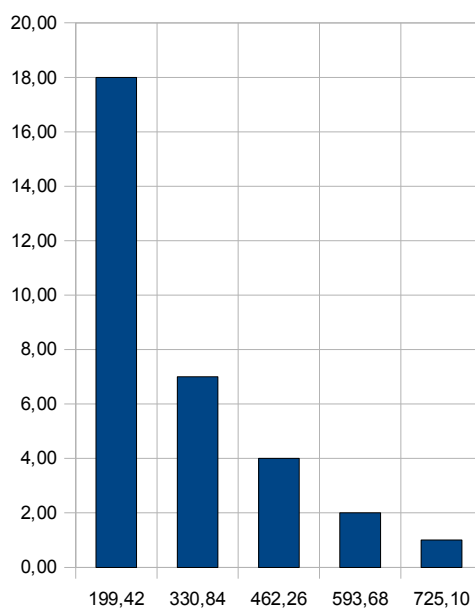


Рисунок 2. Гистограмма по добыче газа

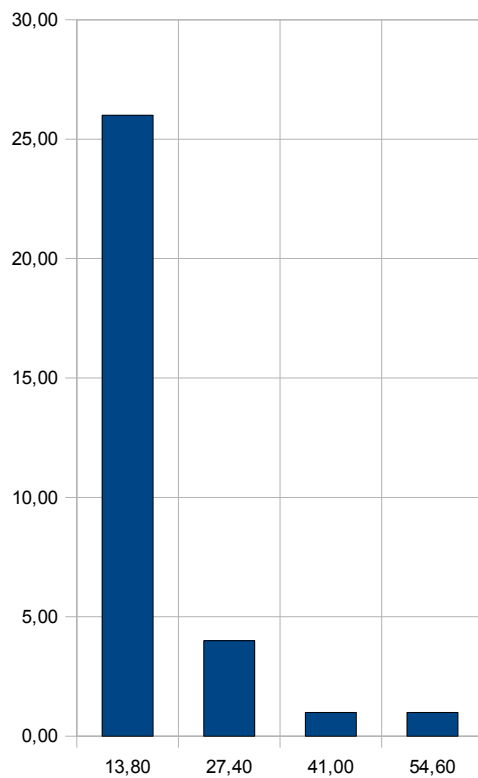


Рисунок 3. Гистограмма по добыче нефти

Для оценки соответствия распределения скважин принципу Парето используются два подхода: 1) частотный, и 2) ранговый.

В практике количественная классификация объектов, как правило, производится с использованием первого подхода. Сущность данного подхода довольно широко изложена в научно–технической литературе [1,2]. В данной статье описывается второй подход, который больше приспособлен к процессу качественной классификации. Отметим, что детали данного подхода, в отличие от первого, недостаточно освещены в литературе. Однако, в практике нефтедобычи группирование объектов по имеющемуся множеству признаков, описывающих их состояние, целесообразно производить по качественному характеру, т.к. при этом заметно упрощаются постановка и методы решения задач по регулированию режима работы скважин.

Во втором подходе за основу берется гиперболическая зависимость вида:

$$X = a/R^{1-d} \quad (1)$$

Здесь  $X$  – исследуемый показатель или группа показателей;  $a$  – константа;  $d$  – характеристический показатель, определяющий быстроту схождения;  $R$  – ранг, соответствующий величине исследуемого показателя, который приравнивается порядковому номеру величины  $X$  в ее упорядоченной (здесь – убывающей) последовательности.

Логарифмируя зависимость (1) получим нижеследующую линейную модель:

$$\lg X_i = \lg a_i - (1-d_i) \lg R_i, i = 1, 2, 3, \quad (2)$$

где индексом  $i$  обозначаются названия исходных показателей (так, например, отбору нефти соответствует  $i = 1$ , отбору воды  $i = 2$  и отбору газа  $i = 3$ , которые эквивалентны буквенным индексам:  $n, v, g$ ).

Моделирование зависимости (2) составляет основу предлагаемого алгоритма, который состоит из операций, выполняемых в нижеследующей последовательности:

- Для известного промежутка времени  $T$  заданные изменения динамики добычи нефти, воды и газа по каждой скважине формируются в виде отдельных текстовых файлов. Значения данных величин отделяются друг от друга запятой. В рамках каждой величины ее точность задается числом

разрядов после десятичной точки. Файлы готовятся в соответствии с номерами скважин, которые также набираются в виде текстовой строки и размещаются перед всей информацией по динамике добыче нефти, воды и газа, заданной для всего промежутка времени  $T$ .

- Обработкой данного информационного массива по каждому исследуемому показателю определяется средняя величина соответствующего показателя в промежутке времени  $T$ .
- Все формируемые таким образом показатели ранжируются по убыванию их величин. Каждой строке ранжируемой последовательности присваивается порядковый номер, заданный в виде возрастающих целых чисел, начиная с единицы. Эти номера принимаются в качестве рангов, соответствующих каждому рассматриваемому показателю.
- Рассчитываются значения логарифмов, входящих в формулу (2). Формируются новые информационные массивы, соответствующие величинам  $lg Q_n$ ,  $lg Q_v$ ,  $lg Q_e$  при  $i = 1, 2, 3$ .
- На базе этих массивов строятся графические зависимости величин  $lg Q_i$  от логарифмов соответствующим им рангов  $lg R_i$  при  $i = 1, 2, 3$ .
- На базе этих зависимостей, построенных в виде ломаной линии – совокупности прямых линий, изыскивается возможность качественной аппроксимации их двумя прямыми лучами, выходящими из одной и той же точки, находящейся на одной из узловых точек исходной ломаной линии. Для подбора этой точки в качестве критерия выбора используется нижеследующий статистический показатель:

$$R^2 = \frac{\sum_i (Y_i^{\wedge} - Y_{cp})^2}{\sum_i (Y_i - Y_{cp})^2} \quad (3)$$

Здесь  $Y_i = lg(Q_i)$  – логарифмы заданных фактических величин исследуемых показателей;  $Y_i^{\wedge}$  – величины, рассчитанные на основе регрессионных уравнений, полученных по отношению к этим последним;  $Y_{cp}$  – средние значения  $Y_i$ ,  $i = 1, 2, 3, \dots, N$ . Статистика  $R^2$  характеризует разбросанность регрессии данного показателя от его средней величины. В связи с тем, что величина  $R$  фактически означает корреляцию между  $Y_i^{\wedge}$  и  $Y_i$ , статистику  $R^2$  называют множественным коэффициентом корреляции. Естественным

оказывается требование получения как можно больших величин  $R^2$  для обоих линейных трендов. Данное требование математически записывается в виде:

$$\max\{R^2_1\} \text{ и } \max\{R^2_2\}, \quad (4)$$

где индексы 1 и 2 - порядковые номера, соответствующие двум линейным трендам, аппроксимирующим всю исходную ломаную зависимость.

Требование (4) целесообразно реализовать с помощью широкоизвестной программы «Excel». При этом процесс подбора общей точки, из которой выходят лучи обоих трендов, достаточно полно и качественно аппроксимирующую полученную нелинейную зависимость, также построенной данной программой, становится довольно удобным и вовсе несложным, и его ход легко контролируется визуально. Следует отметить, что средствами этой же программы вычисляется величина  $R^2$ , и выводится аналитическое выражение соответствующего уравнения тренда. При реализации требования (4) также предполагается, что для каждой аппроксимирующей линии, чем больше значимы величины  $R^2_1$ ,  $R^2_2$ , тем лучше оказывается полученный результат. «Excel» выводит эти параметры в виде положительных чисел, не превосходящих по величине единицу. Процесс аппроксимации становится эффективным при его автоматизации с использованием нижеследующего эвристического алгоритма:

- Принимая  $R^2_1$ ,  $R^2_2$  как величины с одинаковыми статусами, предварительно с целью аппроксимации исходной ломаной линии двумя прямыми, имеющими общую начальную точку, для обоих функционалов первоначально задаются заведомо нежелательные – сравнительно низкие их значения (соответственно  $L_1$  и  $L_2$ ). Естественно, что в последующих расчетах значения этих функционалов должны оказаться большими и при этом так же следует принимать гипотезу об одинаковой приоритетности отклонений данных функционалов от соответствующих им заданных значений.
- В рамках этих предположений данные отклонения оцениваются [3] таким образом:

$$\min\{R^2_1 - L_1, R^2_2 - L_2\} \quad (5)$$

Среди найденных минимумов находится наибольшее значение и в соответствии с этой величиной определяется оптимальный вариант аппроксимации, т.е. подбираются наилучшие координаты для общей точки двух трендов.

- С заданием нужной директивы «Excel» позволяет наряду с выдачей выражений для уравнений трендов, также вычислить соответствующие им статистики  $R^2$ .

На основе вышеуказанных этапов с определением общей точки встречи двух трендов выявляются группы высокодебитных и низкодебитных скважин. Это разделение происходит таким образом: скважины, ранги которых становятся выше ранга, соответствующего общей точке, относятся к группе высокодебитных скважин, а ниже данной величины – к группе низкодебитных.

- Для каждого рассматриваемого показателя определением соответствующей общей точки составляются отдельные массивы высокодебитных и низкодебитных скважин.
- Проверяется условие принадлежности каждой скважины к одной из этих групп. Данная проверка производится последовательным чтением номеров скважин из исходного массива.
- Просмотром всех скважин данного массива формируются однородные по своим добывным возможностям группы скважин в количестве  $n = 2^3$ . Данная разновидность группирования носит качественный характер, и эти группы обозначаются таким образом: I – группа с высокими дебитами нефти, воды и газа (Н+В+Г+); II – группа с высоким дебитом нефти и воды и низким дебитом газа (Н+В+Г-); III – группа с высокими дебитами нефти и газа и низким дебитом воды (Н+В-Г+); IV – группа с низкими дебитами воды и газа и высоким дебитом нефти (Н+В-Г-); V – группа с высокими дебитами воды и газа и низким дебитом нефти (Н-В+Г+); VI – группа с низкими дебитами нефти и газа и высоким дебитом воды (Н-В+Г-); VII – группа с низкими дебитами нефти и воды и высоким дебитом газа (Н-В-Г+); VIII – группа с низкими дебитами нефти, воды и газа (Н-В-Г-). В итоге фиксируются номера скважин, входящих в каждую группу.

В качестве примера данная операция группирования производилась для части скважин вышеупомянутого предприятия на основе осреднения месячных показателей по добыче нефти, воды и газа в течение одного года. Ход расчетов, реализованных по описываемому алгоритму, для одного промежуточного случая сортировки скважин (лишь по добыче нефти) иллюстрируется на рис. 4–5. Аналогичные графические построения производятся и по остальным технологическим показателям.

Следует отметить, что в данном примере исходный информационный массив была составлена на основе динамики изменения показателей добычи по каждой скважине в отдельности в промежутке времени  $T$ . Однако, предложенный алгоритм может производить группирование также и на основе текущих данных вне зависимости от задания этой величины. Но при заданном  $T$  в этом случае оказывается возможным также изобразить обзор динамики перехода скважин из одной группы в другую, что имеет немаловажное значение при оперативном управлении состоянием скважин, предварительно смоделированным, например, как некоторый марковский процесс.

В табл. 6 приводятся итоговое перераспределение заданного массива скважин по различным группам. Большинство скважин относится к 8–ой группе.

Таким образом, предложенная расчетная схема позволяет адекватно группировать эксплуатационные скважины по всем добывным возможностям их - по добыче нефти, газа и воды. Практическая значимость данного решения заключается в том, что число формируемых однородных групп заранее является известным, и не задается со стороны, пользователя, т.е. они не абстрактны и, поэтому, не носят субъективный характер. Полученные группы отражают конкретно сложившуюся картину добычи нефти, газа и воды, и из-за «качественной» сопоставимости каждой группы по отношению к остальным по признаку «больше-меньше» позволяют анализировать текущее состояние скважин для последующего системного регулирования технологического режима их работы. Регулярная фиксация состояния всего объекта даст возможность решить статистическую задачу оптимального управления им.



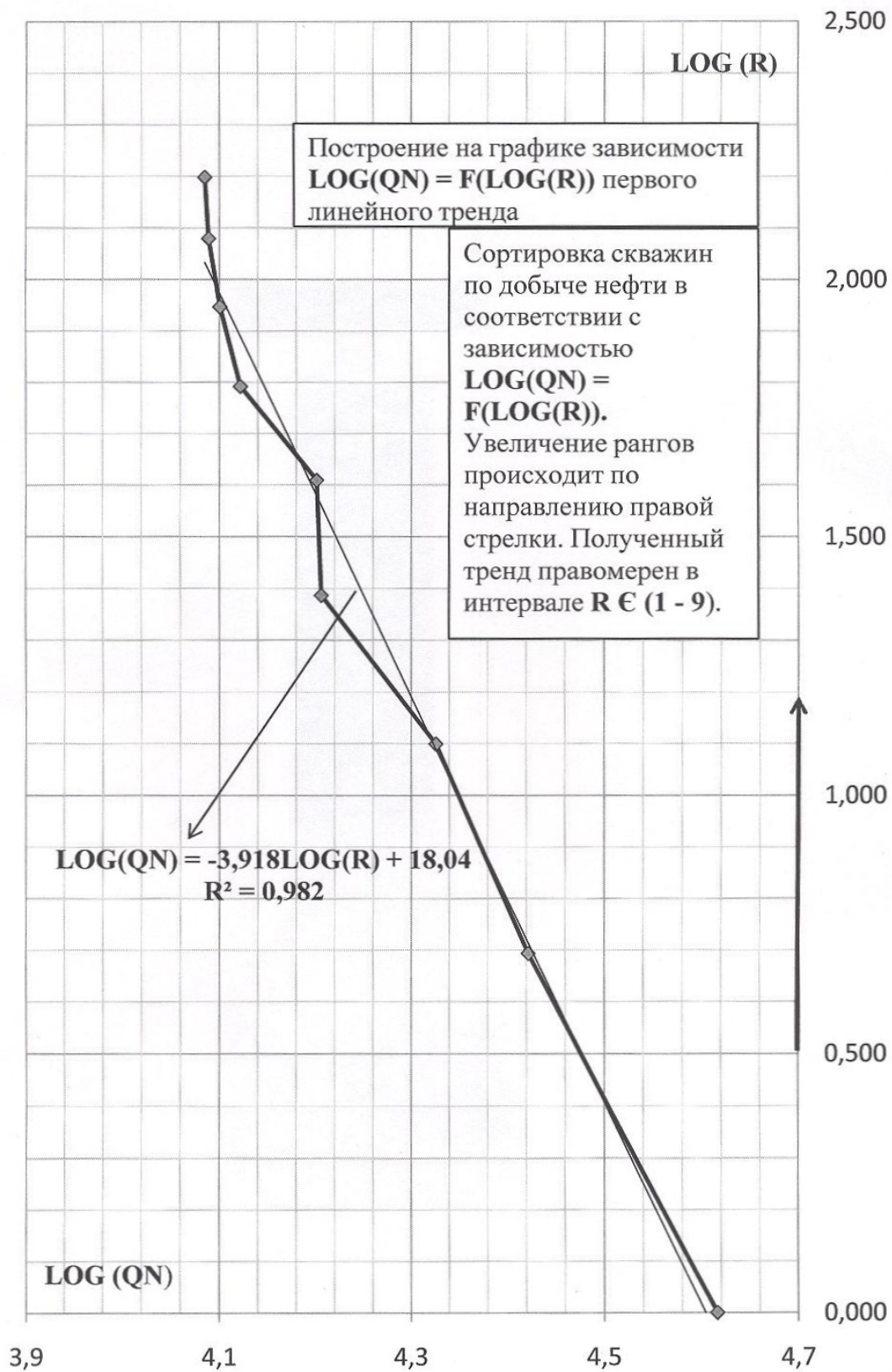


Рисунок 4. Построение первого тренда по добыче нефти

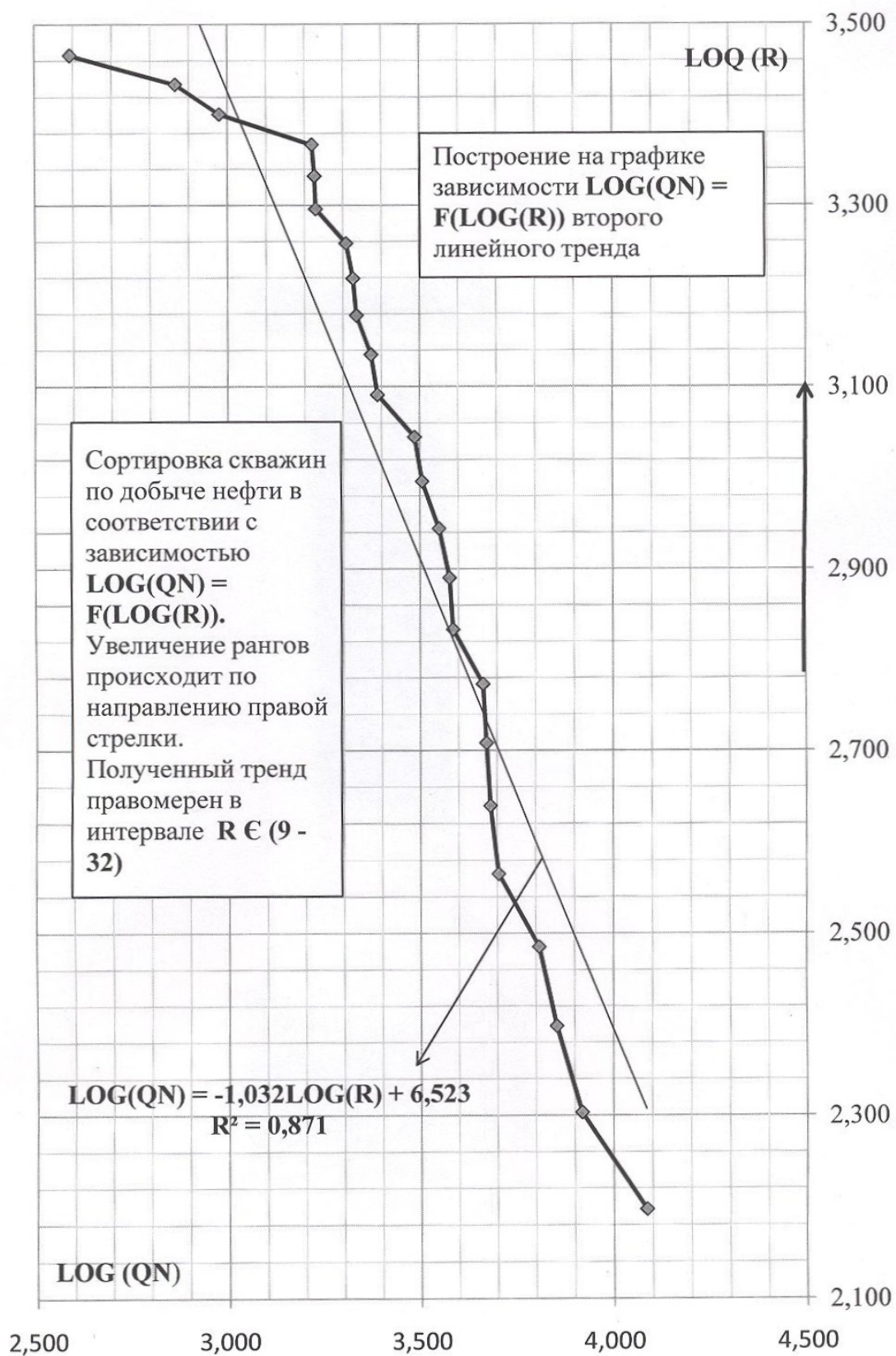


Рисунок 5. Построение второго тренда по добыче нефти

Таблица 6

## Распределение скважин по группам

Группы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Номера скважин	3863	3686	3868	3835	3685	1322	3855	3388
					3849	3891	3843	3890
					3833	3820	3838	3824
						3697	3688	3829
								3870
								796
								3703
								3704
								3135
								3877
								3672
								3076
								3033
								3854
								3125
							3830	
							3825	
Число скв.	1	1	1	1	3	4	4	17

## Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: Системный анализ, диагноз, прогноз. – М.: Наука, 1997. – 254с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977. – 228 с.
3. Roy B., Decisions avec criteres multiples. Problemes et methodes // *Metra International*, 11, № 1, 121-151(1972). Сб. пер.-ов «Вопросы анализа и процедуры принятия решений», М.: Мир, 1976, с. 20-58.