

УДК 622.246

**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ДЛЯ ГРУППЫ СКВАЖИН  
С УЧЕТОМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ НИМИ  
(на месторождении Сангачалы-Дуванний-Хара-Зиря адасы)**

©Самедов Т. А., д-р техн. наук, Азербайджанский университет  
нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

©Новрузова С. Г., канд. техн. наук, Азербайджанский университет  
нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

©Алиев А. А., Азербайджанский университет нефти и промышленности  
г. Баку, Азербайджан

**SELECTING THE OPTIMAL REGIME FOR THE GROUP  
OF WELLS WITH THE ACCOUNT OF INTERACTION BETWEEN THEM  
(in the field of Sangachal-Duval Khara-Zira adasi)**

©Samadov T., Dr. habil., Azerbaijan State Oil and Industry University,  
Baku, Azerbaijan

©Novruzova S., Ph.D., Azerbaijan State Oil and Industry University,  
Baku, Azerbaijan

©Aliev A., Azerbaijan State Oil and Industry University,  
Baku, Azerbaijan

*Аннотация.* При разработке газовых и газоконденсатных месторождений необходимо уяснить структуру взаимодействия между скважинами. От правильного решения этого вопроса в значительной мере зависит решение следующих вопросов рациональной разработки месторождений: создание наиболее выгодной сетки размещения скважин, регулирование продвижения контура краевых вод, определение положения остаточных целиков газа и т. д.

*Abstract.* When developing gas and gas condensate fields, it is necessary to understand the structure of the interaction between the wells. From the correct solution of this issue, the solution of the following issues of rational field development depends to the greatest extent: creating the most profitable well placement grid, regulating the contour of the edge waters, determining the position of the residual gas ends, etc.

*Ключевые слова:* газоконденсатных, взаимодействия, разработки.

*Keywords:* gascondensate, interaction, development.

В качестве критериев взаимодействия используют такие статистические критерии, как корреляционное отношение, коэффициент ранговой корреляции Спирмена, функции желательности и др.

Известно, что застойные зоны — это участки залежи, характеризующиеся любой фильтрацией пластового флюида. Наличие их в пластах — это результат неполного охвата пласта дренированием. А это, в свою очередь, является следствием неоднородности залежи, наличия начального градиента давления, неравновесности процессов фильтрации и т. д. [1–3, 7].

Для определения характера взаимодействия скважин и обнаружения застойных зон предложены математико–статистические методы, позволяющие с помощью определенных критериев диагностировать наличие или отсутствие взаимодействия между скважинами или группами скважин по дебитам газа, конденсата и воды [5–6].

Степень взаимодействия скважин определяют с применением коэффициента ранговой корреляции Спирмена, ввиду простоты и низкой трудоемкости вычислений. Кроме того, использование рангового критерия не накладывает ограничений на нормальность распределения [4–5, 8].

Применение ранговых критериев основано на свойствах ранговых последовательностей заменяющих действительные значения наблюдений, сохранять информацию об исходной выборке.

Ранговый коэффициент корреляции Спирмена предназначен для оценки наличия связи между двумя рядами наблюдений.

Основой расчета являются два ряда данных  $x_i$  и  $y_i$  ( $i=1,2,\dots,n$ ), где  $n$  — число наблюдений.

Порядок расчета.

1. Ранжируем данные в порядке возрастания, создавая два новых ряда  $dx_i$  и  $dy_i$

2. Рассчитываем разность  $d_i = dx_i - dy_i$

3. Определяем  $S = \sum_{i=1}^n d_i^2$

4. Определяем коэффициент ранговой корреляции Спирмена по формуле:

$$r = 1 - \frac{6S}{n(n+1)(n-1)} \quad (1)$$

5. Находим соответствующие критические значения  $r_s$  приемлемого для нас уровня значения  $\alpha$ . Если рассчитанное значение  $r_s > r_{s_{кр}}$ , то взаимодействие между скважинами есть.

Ниже рассматривается применение описанной методики для VI горизонта месторождения «Сангачалы–Дуванный–Хара–Зиря адасы».

Приведем пример расчета коэффициента парной корреляции Спирмена между дебитами газовых скважин №№332, 365 за 2016 год. В Таблице 1 приведены значения среднесуточных за месяц дебитов газа скважины №332-Q<sub>1</sub> и скважины №365-Q<sub>2</sub>.

В Таблице 1 приведены ранги, соответствующие значениям дебитов газа, причем, ранжирование производилось присваиванием значения дебитов газа порядковых номеров, по мере убывания. То есть максимальному значению в ряду дебитов газа скважины №332 равному 178 тыс м<sup>3</sup> присваивается ранг  $dx_{12} = 12$ . Равным значениям дебитов присваиваются средние значения рангов.

Например, трем равным значениям дебитов газа для скважины №365, равным 57 тыс м<sup>3</sup>, присваивается ранг 5,0.

Таблица 1.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

№	Дата	$Q_1 \cdot 10^{-3}, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_2 \cdot 10^{-3}, \text{м}^3/\text{сут}$	$dx_i$	$dy_i$	$d_i$	$d_i^2$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	I–16 г.	172	126	2	2	0	0
2	II–16 г.	171	125	3	3	0	0
3	III–16 г.	178	130	1	1	0	0
4	IV–16 г.	58	52	10	10	0	0
5	V–16 г.	62	57	6,5	5	1,5	2,25
6	VI–16 г.	63	57	5	5	0	0
7	VII–16 г.	65	57	4	5	0	0
8	VIII–16 г.	62	55	6,5	7,5	1	1
9	IX–16 г.	60	55	9	7,5	1,5	2,25
10	X–16 г.	61	53	8	9	1	0
11	XI–16 г.	57	51	11	11	0	0
12	XII–16 г.	54	48	12	12	0	1

В пункте 7 Таблицы 1 приведены разности между соответствующими рангами дебитов газа  $d_i$ , а в пункте 8 — квадрат этих разностей. В случае наличия повторяющихся значений дебитов в формулу для расчета коэффициента корреляции Спирмена вводится поправка, и она приобретает вид:

$$r_s = 1 - \frac{6S}{n(n+1)(n-1) - \frac{1}{2\sum T_i}} \quad (2)$$

где

$$\sum_{i=2}^k T_i = \sum_{i=2}^k n'_i t_i$$

$n'_i$  — число повторений значений ранжируемого ряда по  $i$ -й раз.

$$t_i = i(i-1)(i+1)$$

Так в рассматриваемом примере в рядах значений  $Q_1$  и  $Q_2$  дважды встречаются повторения одинаковых значений дебитов по два раза и единожды по три раза.

Следовательно

$$\sum_{i=2}^3 T_i = 2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 3 + 1 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 4 = 36$$

Коэффициент корреляции Спирмена между дебитами скважин №№332, 365

$$r_s = 1 - \frac{6 \cdot 7,5}{12 \cdot 13 \cdot 11 - 0,5 \cdot 36} = 0,973$$

В некоторых случаях коэффициенты корреляции между дебитами скважин могут оказаться ложными, и наоборот, то есть корреляционные связи для отсутствия таковых между двумя скважинами обусловлены влиянием третьей скважины. В этом случае

воспользоваться частным коэффициентом корреляции, который характеризует связь между явлениями при исключении третьего.

Коэффициент рассчитывается по формуле:

$$r_{ab/c} = \frac{r_{ab} - r_{ac} \cdot r_{bc}}{\sqrt{(1 - r_{ac}^2)(1 - r_{bc}^2)}}$$

где  $r_{ab}, r_{ac}, r_{bc}$  — коэффициенты парной корреляции.

Покажем пример проверки наличия корреляционной связи между скважинами месторождения Наип с №332, 336, 365. Для простоты обозначим: скв. 332-а, скв. 365-в; скв. 336-с. Расчет парных коэффициентов корреляции дал следующие результаты:  $r_{ab} = 0,97$ ,  $r_{ac} = 0,84$ ,  $r_{bc} = 0,84$ .

Частные коэффициенты корреляции в этом случае:  $r_{ab/c} = 0,900$  ;  $r_{ac/b} = 0,20$  ;  $r_{bc/a} = 0,20$ .

Таким образом, при исключении влияния скважины №336 подтверждается значимый коэффициент корреляции между скважинами №№332 и 365, в то время как поочередное исключение влияния скважин №№332 и 365 не подтвердило значимых связей между скважинами №№332 и 336; №№365 и 336.

Расчет частных коэффициентов корреляции между скважинами №№366, 336 и 304 (соответственно а, в. с) дал следующие результаты:

$$r_{ab} = 0,84, \quad r_{ac} = 0,1, \quad r_{bc} = -0,35.$$

$$r_{ab/c} = 0,939; \quad r_{ac/b} = 0,775; \quad r_{bc/a} = -0,804.$$

Следовательно, можно сделать вывод о существовании корреляционной связи между скважинами №№366 и 304; №№336 и 304; которая была замаскирована влиянием скважины №366.

Проверка частными коэффициентами корреляции предварительно рассчитанных парных коэффициентов корреляции между дебитами в группе взаимодействующих скважин позволяет повысить достоверность картины взаимодействия.

По описанной выше методике были рассчитаны парные коэффициенты ранговой корреляции Спирмена между дебитами остальных скважин VI горизонта месторождения «Сангачалы–Дуванный–Хара–Зиря адасы» за 2016 год.

Анализ полученных результатов показывает наличие как сильных, так и слабых корреляционных связей между скважинами горизонта, а также наличие не взаимодействующих между собой скважин. Причем степень взаимодействия скважин с годами меняется. Непосредственная интерпретация полученных результатов затруднена ввиду большого количества информации. Поэтому вторым этапом явилось вычисление интегральных оценок коэффициентов ранговой корреляции для каждой скважины.

Для вычисления интегральных оценок все скважины исследуемого горизонта разбиваются на отдельные группы по 3–4 скважины в каждой группе, причем группа перекрывается друг другом. Для горизонта выделяются следующие группы:

I группа	— скважины №№368, 305, 369, 395
II группа	— скважины №№365, 368, 305, 334.
III группа	— скважины №№334, 365, 364, 332.
IV группа	— скважины №№303, 332, 308, 200
V группа	— скважины №№332, 365, 373, 336, 304.
VI группа	— скважины №№366, 373, 308, 333.
VII группа	— скважины №№333, 366, 338, 302.
VIII группа	— скважины №№366, 338, 306, 336.
IX группа	— скважины №№306, 371, 213, 377, 307.
X группа	— скважины №№306, 369, 370, 306, 217.

Интегральные оценки коэффициентов ранговой корреляции в группах определяем по следующей формуле:

$$D_i^j = \sqrt[n]{r_1, r_2, \dots, r_n} \quad (3)$$

где  $i$  — номера скважины;  $j$  — номера группы.

Для примера расчета интегральных оценок коэффициентов ранговой корреляции между дебитами скважин рассмотрим V группу, в которую вошли скважины №№332, 365, 373, 336, 304.

В Таблице 2 приведены рассчитанные значения коэффициентов парной корреляции между дебитами скважин входящий в группы.

Таблица 2.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ КОЭФФИЦИЕНТОВ  
 РАНГОВОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ДЛЯ ОДНОЙ ГРУППЫ СКВАЖИН

№ n/n	№ скважины	332	365	373	336	304
1	332	—	0,97	0,15	0,2	0,1
2	365	0,97	—	0,1	0,2	0,1
3	373	0,15	0,1	—	-0,13	0,20
4	336	0,2	0,2	-0,13	—	-0,35
5	304	0,1	0,1	0,2	-0,35	—

Для скважины №332:  $D_{332}^5 = \sqrt{0,97 \cdot 0,15 \cdot 0,2 \cdot 0,1} = 0,232$ ;

Для скважины №365:  $D_{365}^5 = \sqrt{0,97 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,1} = 0,210$ ;

Для скважины №373:  $D_{373}^5 = \sqrt{0,15 \cdot 0,2 \cdot 0,1 \cdot 0,13} = 0,14$ ;

Для скважины №336:  $D_{336}^5 = \sqrt{0,2 \cdot 0,13 \cdot 0,2 \cdot 0,35} = 0,21$ ;

Для скважины №304:  $D_{304}^5 = \sqrt{0,1 \cdot 0,1 \cdot 0,2 \cdot 0,35} = 0,16$ ;

Для скважин, попадающих в несколько групп, вычисляется средневзвешенное значение интегральной оценки коэффициента корреляции.

Приведем пример расчета для скважины №332, которая входит в III, IV и V группы.

$$D_{332} = \sqrt{D_{332}^3 \cdot D_{332}^4 \cdot D_{332}^5} = \sqrt{0,93 \cdot 0,87 \cdot 0,232} = 0,571$$

Интегральным критерием степени взаимодействия отдельных скважин служит функция желательности (Таблица 3).

Таблица 3.

ШКАЛА ЖЕЛАТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ РАНГОВОЙ КОРРЕЛЯЦИИ

<i>Желательность показателя</i>	<i>Количественная отметка на шкале</i>	<i><math>r_{прив}</math></i>
Очень хорошая	0,80–1,00	2,0
Хорошая	0,63–0,80	1,1
удовлетворительная	0,37–0,63	0,60
Плохая	0,20–0,37	0
Очень плохая	0,00–0,20	–0,5

В качестве граничного значения функции желательности примем  $W \geq W_{\min} = 0,37$ . При значениях интегральных оценок коэффициентов ранговой корреляции более 0,37 принимаем наличие взаимодействия, а менее принятого значения отсутствие взаимодействия между скважинами.

По полученным расчетам средневзвешенной оценки коэффициентов ранговой корреляции была построена карта линий равных взаимодействий скважин по газу для IV горизонта месторождений.

Анализ результатов позволил для данного периода разработки выделить следующие три зоны с низким коэффициентом корреляции между дебитами газа, которые можно характеризовать как «застойные»:

I — между скважинами №№373, 304, 333, 308.

II — между скважинами №№377 и 307.

III — между скважинами №№368, 395, 306, 217 и 370.

На основе предложенной методики ниже приводятся результаты расчетов выбора оптимального режима для группы скважин с учетом взаимодействия между ними.

Известно, что в поздней стадии разработки газовых месторождений вследствие образования жидкостно–песчаной пробки, увеличения взаимодействия между скважинами и т. д. Влияние вышеуказанных причин приводит к нарушению технологического режима скважины [1–3].

На основе геолого–промысловых данных проведем анализ влияния взаимодействия между скважинами на нарушение технологического их режима. Для этого было выбрано семь эксплуатационных скважин, которые находятся в VI горизонте месторождения «Сангачалы–Дуванный–Хара–Зиря адасы».

Как было указано выше, критерием оценки взаимодействия между скважинами является коэффициент ранговой корреляции ( $r$ ).

После чего, используя среднемесячные данные дебита скважин по газу по 12-ти точкам было определены парные коэффициенты корреляции для всех скважин друг с другом: скв. №525–скв. №552; 525–561; 525–652; 525–693; 525–704; 525–646; 552–561; 552–652; 552–693; 552–704; 552–646; 561–652; 561–693; 561–704; 561–646; 652–693; 652–704; 652–646; 693–704; 693–646; 704–646.

Полученные результаты расчетов коэффициентов корреляции для рассматриваемых скважин, учитывающие взаимодействие между ними, приводятся в Таблице 4.

Таблица 4.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОРРЕЛЯЦИИ,  
 УЧИТЫВАЮЩИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

№ скв.	525	552	561	652	693	704	646
525	1	0,58	0,62	0,27	0,22	0,16	0,28
552	0,58	1	0,68	0,45	0,36	0,20	0,24
561	0,62	0,56	1	0,31	0,18	0,22	0,30
652	0,27	0,45	0,31	1	0,71	0,78	0,42
693	0,22	0,36	0,18	0,71	1	0,89	0,30
704	0,16	0,20	0,22	0,78	0,89	1	0,28
646	0,28	0,24	0,30	0,42	0,30	0,28	1

Из анализа полученных результатов парных коэффициентов корреляции видно, что образовались две группы:

I группа — скв. №525, 552 и 561.

II группа — скв. №652, 693 и 704.

Входящие в каждую группу скважины между собой имеют высокий коэффициент ранговой корреляции ( $r_i > 0,5$ ), а скважина 646 имеет коэффициент корреляции низкий по сравнению с остальными скважинами ( $r_i < 0,5$ ).

Для установления оптимального технологического режима для каждой группы определяется средняя величина всех параметров скважин.

Расчет для определения технологического режима группы скважин — №№652, 693 и 704 производится по следующей последовательности:

$$P_{уст.} = \frac{29 + 31 + 42}{3} = 34 \text{ атм.}$$

$$Q_{ср.} = \frac{120 + 110 + 25}{3} = 85 \text{ тыс м}^3/\text{сут}$$

$$P_{ср.} = \frac{2}{3} \left( 34 + \frac{34}{34 + 34} \right) = 34 \text{ атм.}$$

$$\pi = \frac{34}{46,442} = 0,73; \quad \tau = \frac{303}{207,231} = 1,45 \quad Z_{ср.} = 0,92$$

$$2e = \frac{0,0638 \cdot 0,826 \cdot 4892}{303 \cdot 0,92} = 0,925 \quad e^{2S} = e^{0,925} = 2,52$$

$$\theta = 1,377 \cdot 0,014 \frac{303^2 \cdot 0,92^2 (2,52 - 1)}{6,2^5} = 0,239$$

$$P_{заб} = \sqrt{34^2 \cdot 2,52 + 0,239 \cdot 85^2} = 68,1 \text{ атм.}$$

$$P_{ср.} = \frac{2}{3} \left( 68,1 + \frac{34^2}{68,1 + 34} \right) = 52,95 \text{ атм.}$$

$$\pi = \frac{52,95}{46,442} = 1,14; \quad \tau = 1,45 \quad Z_{ср.} = 0,87$$

$$2e = \frac{0,0638 \cdot 0,826 \cdot 4892}{303 \cdot 0,87} = 0,978 \quad e^{2S} = e^{0,978} = 2,66$$

$$\theta = 1,377 \cdot 0,014 \frac{303^2 \cdot 0,87^2 \cdot (2,66 - 1)}{6,2^5} = 0,233$$

$$P_{уст.} = \sqrt{34^2 \cdot 2,66 + 0,233 \cdot 85^2} = 68,98 \text{ атм.}$$

$$P_{уст.} = 68,98 \text{ атм.}$$

$$\pi = \frac{68,98}{46,442} = 1,47;$$

$$\tau = \frac{313}{207,231} = 1,5$$

$$Z_{ср.} = 0,86$$

$$Q_{мин.} = 0,111 \cdot 30,27 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{68,98}{19,65 \cdot 313 \cdot 0,86^2}} = 0,111 \cdot 30,27 \cdot 10^3 \cdot 0,0388 = 133,37 \text{ тыс м}^3/\text{сут}$$

Как видно из полученных результатов, после выбора оптимального технологического режима для первой группы средний дебит по трем скважинам составляет  $133,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3$  газа, а средний дебит трех скважин по промысловым данным составляет  $85 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ .

Аналогичным образом по вышеуказанной методике были выбраны оптимальный технологический режим для второй группы. При этом средний дебит по трем скважинам составляет  $125 \cdot 10^3 \text{ м}^3$  газа, а промысловый результат имеет величину  $76 \cdot 10^3 \text{ м}^3$  газа.

Таким образом, для увеличения производительности морских газовых скважин в поздней стадии разработки для выбора оптимального технологического режима можно отметить:

1. на основе определения застойных и слабодренированных зон можно сделать вывод об эффективности дальнейшей разработки анализируемого горизонта и мероприятий для установления оптимального режима для взаимодействующих группы скважин.

2. подтверждено преимущество установления оптимального режима взаимодействующих группы скважин для повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии.

#### Список литературы:

1. Алиев З. С., Шеремет В. В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. М.: Недра, 1995. 131 с.
2. Коратаев Ю. П., Ширковский Л. И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа, М.: Недра. 1984.
3. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003.
4. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Принятие решений в газодобыче. М.: ЦП НТО НГП, 1987. 46 с.
5. Мирзаджанзаде А. Х., Степанова Г. С. Математическая теория эксперимента в добычи нефти и газа. М.: Недра, 1977. 239 с.
6. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку: Элм. 1997.
7. Сулейманов А. Б. и др. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. М.: Недра, 1986.
8. Мирзаджанзаде А. Х., Садыхзаде Э. С., Рамазанова Э. Э. Методическое руководство по анализу технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. 1983.
9. Большев Л. Н., Смирнов Н. В. Таблицы математической статистики, М.: Недра, 1982.

#### References:

1. Aliev, Z. S., Sheremet, V. V. (1995). Determination of the productivity of horizontal wells that opened gas and gas-oil layers, Moscow, Nedra, 131.

2. Korotaev, Yu. P., & Shirkovsky, A. I. (1984). Extraction, transportation and underground storage of gas. Moscow, Nedra.
3. Mirzadzhanzade, A. Kh., & al. (2003). Fundamentals of gas production technology.
4. Mirzadzhanzade, A. Kh., & et al. (1987). Decision-making in gas production. Moscow, TsP NTO NGP, 46.
5. Mirzadzhanzade, A. Kh., & Stepanova, G. S. (1977). Mathematical theory of the experiment in oil and gas production. Moscow, Nedra, 239.
6. Mirzadzhanzade, A. Kh., Aliev, N. A., Yusifzade, Kh. B., Salavatov, T. Sh., & Sheydaev, A. C. (1997). Fragments of development of offshore oil and gas fields. Baku, Elm.
7. Suleimanov, A. B. (1986). Exploitation of offshore oil and gas fields. Moscow, Nedra.
8. Mirzadzhanzade, A. Kh., Sadykhzade, E. S., & Ramazanova, E. E. (1983). Methodical guidance on the analysis of technological processes in the development of offshore oil, gas and gas condensate fields.
9. Bolshev, L. N., & Smirnov, N. V. (1983). Tables of mathematical statistics. Moscow, Nedra.

*Работа поступила  
в редакцию 12.05.2018 г.*

*Принята к публикации  
17.05.2018 г.*

---

*Ссылка для цитирования:*

Самедов Т. А., Новрузова С. Г., Алиев А. А. Выбор оптимального режима для группы скважин с учетом взаимодействия между ними (на месторождении Сангачалы-Дуванний-Хара-Зиря адасы) // Бюллетень науки и практики. 2018. Т. 4. №6. С. 188-196. Режим доступа: <http://www.bulletennauki.com/samadov> (дата обращения 15.06.2018).

*Cite as (APA):*

Samadov, T., Novruzova, S., & Aliev, A. (2018). Selecting the optimal regime for the group of wells with the account of interaction between them (in the field of Sangachal-Duval Khara-Zira adasi). *Bulletin of Science and Practice*, 4(6), 188-196.