

УДК 622.276.4; 622.276.6



## КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ РАЗЛИЧНЫМИ ПРИРОДНЫМИ УСЛОВИЯМИ

**А.М.Гаджиев**  
(НИПИ «Нефтегаз»)

В статье даны сведения о методах моделирования нефтеотдачи с комплексированием аппаратов математической статистики корреляционно-регрессионного и факторного анализов. На основе построенных схем «ветвящихся связей» выявлены геолого-промысловые признаки, оказывающие наибольшее влияние (прямое или косвенное) на процесс нефтедобычи. Обосновано применение термических методов увеличения нефтеотдачи (МУН). На основе анализа ионно-солевого состава вод разработан новый способ контроля за термическими методами воздействия на пласты.

**Ключевые слова:** природный режим, модель нефтеотдачи, корреляционно-регрессионный анализ, факторный анализ, «ветвящиеся связи», МУН, термические методы, паровоздействие, внутрипластовое горение, ионно-солевой состав пластовых вод.

**E-mail:** agarza@baku-az.net

**DOI:** 10.5510/OGP20140200197

Геолого-промысловый анализ длительно разрабатываемых месторождений выявил основные тенденции, наблюдаемые в процессе динамики нефтедобычи большинства залежей Азербайджана, которые сильно коррелируются с проявлениями природной пластовой энергии.

Установлено, что залежи Азербайджана в основном разрабатываются на двух природных режимах: *смешанном* – проявление пластовой энергии за счет движения вод законтурных областей и давления газа газовой шапки (активный режим) или растворенного в нефти газа и *растворенного газа* в чистом виде (пассивный режим) [1]. Залежи, характеризующиеся смешанным природным режимом, хорошо поддаются процессам регулирования нефтедобычи, и по этим эксплуатационным объектам, как правило, достигаются высокие коэффициенты нефтеотдачи (0.44 – 0.75). На *режиме растворенного в нефти газа* даже в поздней стадии разработки значения коэффициента нефтеотдачи пластов варьируют в пределах от 0.2 до 0.3. Выяснение причин такой разнохарактерности освоения запасов нефтяных залежей, характеризующихся различными природными режимами, является одной из актуальных задач нефтегазопромысловой геологии.

Решение поставленной задачи осуществлялось на базе геолого-промысловых данных более 200 залежей месторождений Азербайджана, разрабатываемых как на смешанном режиме, так и на режиме растворенного газа [2].

Определение степени влияния геолого-технологических параметров на нефтеотдачу имеет большое научно-практическое значение, так как даёт возможность обосновать геолого-промысловые мероприятия для рациональной доработки эксплуатационных объектов, а также прогнозировать конечные коэффициенты нефтеотдачи.

Решение такого рода задач предполагает использование аппарата математической статистики, в частности метод корреляционно-регрессионного анализа [3]. Тогда модели нефтеотдачи имеют вид:

– для залежей со смешанным режимом:

$$*) Y = 0.17 - 0.004X_1 + 0.61X_2 + 0.14X_3 - 0.02X_5 + 0.27X_7 + 0.39X_9$$

коэффициент множественной корреляции составляет  $r = 0.73$ ,

где  $X_1$  – эффективная толщина,

$X_2$  – пористость пород коллекторов,

$X_3$  – проницаемость пород коллекторов,

$X_5$  – вязкость нефти,

$X_7$  – темп отбора в начальный период разработки,

$X_9$  – обводненность продукции\*.

– для залежей с режимом растворенного газа:

$$*) Y = 0.15 + 0.09X_1 + 0.49X_2 + 0.0527X_3 - 0.073X_{10} - 0.385X_{14} - 0.08X_{15} + 0.12X_{17}$$

коэффициент множественной корреляции составляет  $r = 0.70$ ,

где  $X_1$  – глубина залегания,

$X_2$  – эффективная толщина,

$X_3$  – пористость пород коллекторов,

$X_{10}$  – плотность сетки скважин,

$X_{14}$  – давление насыщения,

$X_{15}$  – обводненность продукции,

$X_{17}$  – газовый фактор.

Ряд изучаемых геолого-промысловых параметров, входящих в базу данных, не нашли своего отражения в моделях как малозначимые.

Результаты корреляционно-регрессионного моделирования соответствуют общепринятой схеме влияния геолого-промысловых парамет-

\*) Значения всех параметров, участвующих в модели были нормированы

тров на нефтеотдачу [4].

Несмотря на очевидные преимущества такие как: апробированность и геологическую интерпретируемость результатов корреляционно-регрессионного анализа, для получения достоверных моделей должны быть соблюдены основные условия - все параметры участвующие в модели должны быть случайными и независимыми. Однако, известно, что в области промысловой геологии между геолого-промысловыми параметрами имеет место определённая коррелируемость. Для удовлетворения поставленных требований и устранения, связанных с этим недостатков обоснована постановка комплексирования факторного и корреляционно-регрессионного анализов [5].

Модель нефтеотдачи с применением факторного анализа имеет вид:

– для смешанного режима

$$Y = 0.45 - 0.7f_1 - 0.14f_2 - 0.34f_3$$

где  $f_1$  – I фактор имеет вес 29.4%,

$f_2$  – II фактор – 18.3%,

$f_3$  – III фактор – 12.8%,

множественный коэффициент корреляции составляет  $r = 0.79$ , то есть три первых фактора охватывают около 60% всего признакового пространства:

– для режима растворенного газа

$$Y = 0.19 - 0.69f_1 - 0.68f_2 - 0.01f_3$$

где  $f_1$  – I фактор весом 31.5%,

$f_2$  – II фактор 20.5%,

$f_3$  – III фактор 10%,

множественный коэффициент корреляции составляет  $r = 0.82$ , то есть три первых фактора охватывают чуть более 60% всего признакового пространства.

Важно отметить, что алгоритм факторного анализа предусматривает выявление структуры каждого фактора в отдельности. В качестве примера рассмотрим табличные структуры нагрузок I-х факторов, как наиболее весомых, тем самым отражающих наибольшую часть геолого-промысловых параметров для залежей, разрабатываемых на смешанном режиме и режиме растворенного газа (таблица).

Для выявления структуры столь сложной взаимосвязи нами были разработаны алгоритм и программа, на основе которой построены схемы «ветвящихся связей» I-х факторов (рис.1) [6].

Анализ построенной структуры факторов для смешанного режима, выявил, что на коэффициент нефтеотдачи в различных факторах непосредственное значимое влияние оказывают следующие параметры: пористость пород коллекторов (влияние положительное), расчлененность пород коллекторов (влияние отрицательное), обводненность добываемой продукции (влияние положительное) и вязкость нефти (влияние отрицательное).

Непосредственно на нефтеотдачу залежей, разрабатываемых на режиме растворенного газа, влияют значительно большее число геолого-промысловых параметров. За основные из них можно принять: давление насыщения (влияние отрицательное), эффективная толщина (влияние положительное), плотность сетки скважин (влияние отрицательное), вязкость нефти (влияние отрицательное), депрессия на пласт (влияние положительное), газовый фактор (влияние положительное), пористость пород коллекторов (влияние положительное), обводненность добываемой продукции (влияние отрицательное).

Сопоставительной анализ и интерпретация результатов проведенных выше работ по моделированию коэффициентов нефтеотдачи зале-

Таблица

Структура нагрузок геолого-промысловых параметров залежей, разрабатываемых на смешанном режиме и режиме растворенного газа

Геолого-технологические признаки	Фактор 1 (Смешанный)	Фактор 1 (Растворенный газ)
Эффективная толщина	-0.78843	0.705230
Пористость коллекторов	0.695506	0.705540
Проницаемость коллекторов	0.0194	0.383199
Расчленённость	-0.68909	-0.263794
Вязкость нефти	-0.79531	-0.673580
Плотность сетки скважин	-0.239677	-0.683832
Темп отбора нефти в начальный период разработки	0.43181	0.014193
Коэффициент безводной нефтеотдачи	-0.01973	–
Обводнённость продукции	0.606514	-0.497540
Текущее пластовое давление	0.14194	–
Депрессия	–	-0.714374
Давление насыщения	–	-0.674720
Газовый фактор	–	0.592848
Факторный вес, %	29.4	31.5

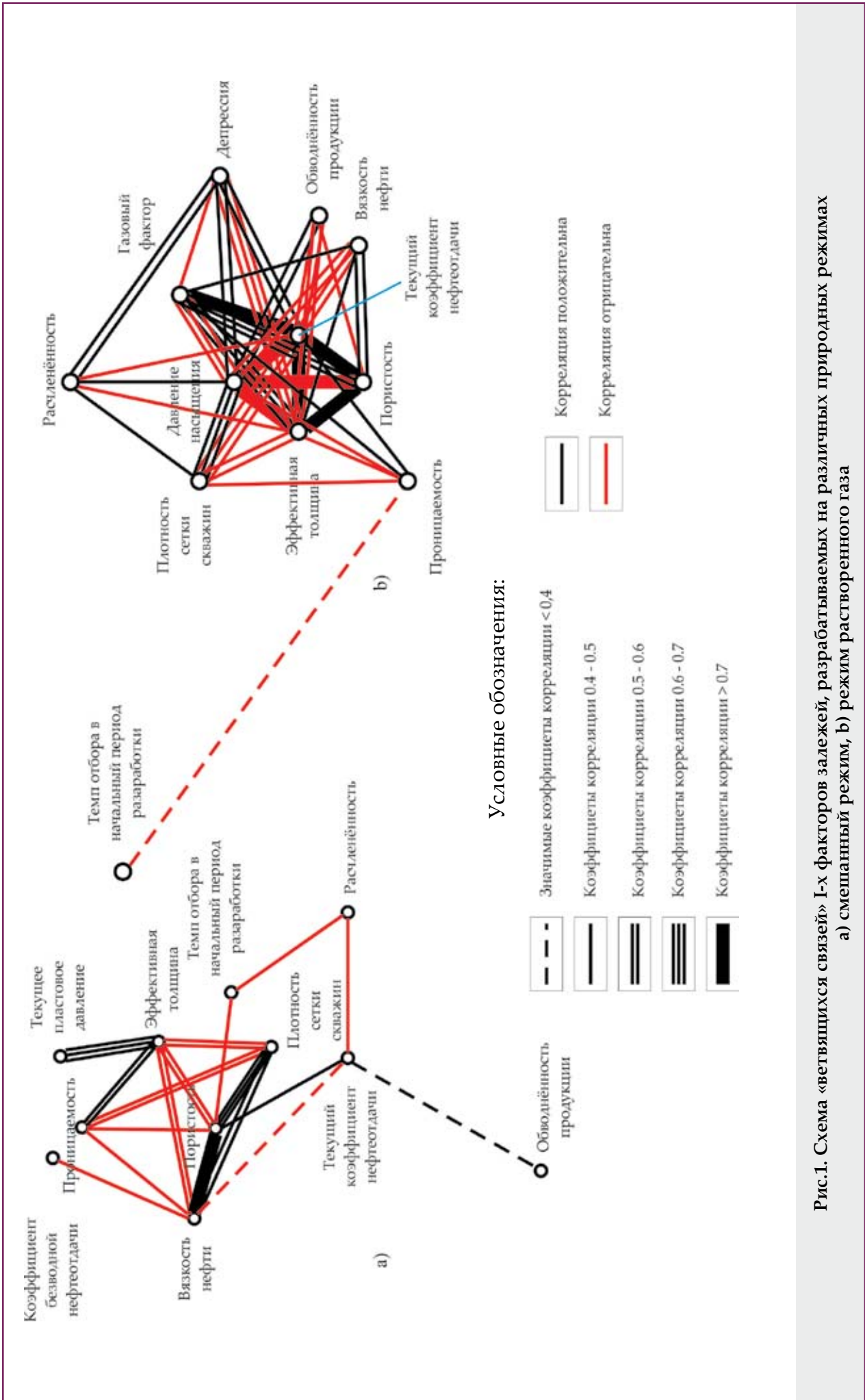


Рис.1. Схема «ветвящихся связей» I-х факторов залежей, разрабатываемых на различных природных режимах

жей, разрабатываемых на смешанном режиме и режиме растворенного газа, показал обоснованность проведения мероприятий по увеличению подвижности нефти в поровом пространстве пород коллекторов, в частности с помощью новых методов увеличения нефтеотдачи [7]. Выбор тех или иных третичных методов воздействия на пласты сугубо индивидуален и зависит от большого комплекса геолого-промысловых показателей разработки нефтяных залежей.

Как показали выше приведенные исследования, первоочередными методами воздействия на залежи, характеризующиеся пассивными запасами [8] (высоковязкой нефтью), становятся термические методы воздействия на пласты.

Успешное внедрение тепловоздействия на пласты требует систематического контроля процессов разработки, позволяющий максимизировать эффект от применения метода за счет его своевременного регулирования. Трудоемкость получения оперативных данных о текущем термобарическом состоянии пласта может отрицательно сказаться на планах достижения проектных коэффициентов нефтеотдачи. На практике для контроля за тепловоздействием рекомендуется построение карт изменения температуры пласта (изотерм), что не всегда своевременно предоставляет информацию о направлении продвижения теплового фронта. Таким образом, обоснование новой более эффективной методики контроля за процессами термовоздействия является актуальной задачей.

Методика основана на положениях о том, что если в пласт вводится теплоноситель в виде пара или горячей воды, либо осуществляется внутрипластовое горение, это должно отразиться не только на повышении пластовой температуры, и тем самым на уменьшении вязкости и плотности пластовой нефти, но и приводить к изменению характера ионно-солевого состава пластовых вод. При этом следует принимать во внимание то, что скорость продвижения воды в пористой среде всегда будет опережать скорость теплопроводности пород и насыщающей его жидкости. Поэтому изменение химизма воды выступает

как информативный показатель, что позволяет выявлять зоны пласта, охваченные тепловоздействием. При этом характер изменчивости ионно-солевого состава зависит от типа теплового воздействия: если в пласт внедряется пар, соленость вод пласта неизбежно будет уменьшаться, так как нагнетаемая вода по сути своей представляет собой дистиллированную воду. А при горении пласта, наряду с уменьшением вязкости и плотности нефти, увеличивается и температура пластовой воды, что ускоряет их совместное продвижение к добывающим скважинам. При этом вымывающая способность разогретой пластовой воды все более растет и приводит к естественному увеличению ее химической активности. Поэтому в добываемой воде, на фоне различного изменения солевого состава, как правило, повышается содержание ионов Na+K и Cl.

Рассмотрим реализацию предлагаемой методики на конкретных объектах разработки.

**Паровоздействие.** Этот метод успешно применялся на залежах горизонта II КСв месторождения «Балаханы-Сабунчи-Раманы» (площадь Хорасаны). Объект представлен частым и однообразным чередованием маломощных прослоев глинистых и песчаных пород толщиной 35 – 45 м. Среднее значение пористости – 25%, проницаемости – 0.215 мкм<sup>2</sup>. Площадь, охваченная паровоздействием, не осложнена разрывными нарушениями и имеет углы падения 18 - 25°. Нефть в пластовых условиях имеет плотность 0.920 - 0.935 г/см<sup>3</sup>, вязкость 75 - 110 мПа·с. Объект разрабатывается с 1924 года, на момент начала воздействия текущий коэффициент нефтеотдачи составлял всего 0.19. Среднесуточные дебиты скважин изменялись в пределах 0.6 - 3.2 т нефти и 0.1 - 8.0 м<sup>3</sup> воды. Обводненность продукции составляла 55-65%, а пластовое давление на участке изменялось от 0.07 до 1.25 МПа. С целью улучшения подвижности нефтей в пористой среде с 1969 года на рассматриваемой площади была начата закачка пара в скважине №1396 и далее в 1970 году в скважине №1128. Температура рабочего агента (пара) на устье составляла 200 - 220 °С, давление нагнетания равнялось 3.0 МПа (рис.2).





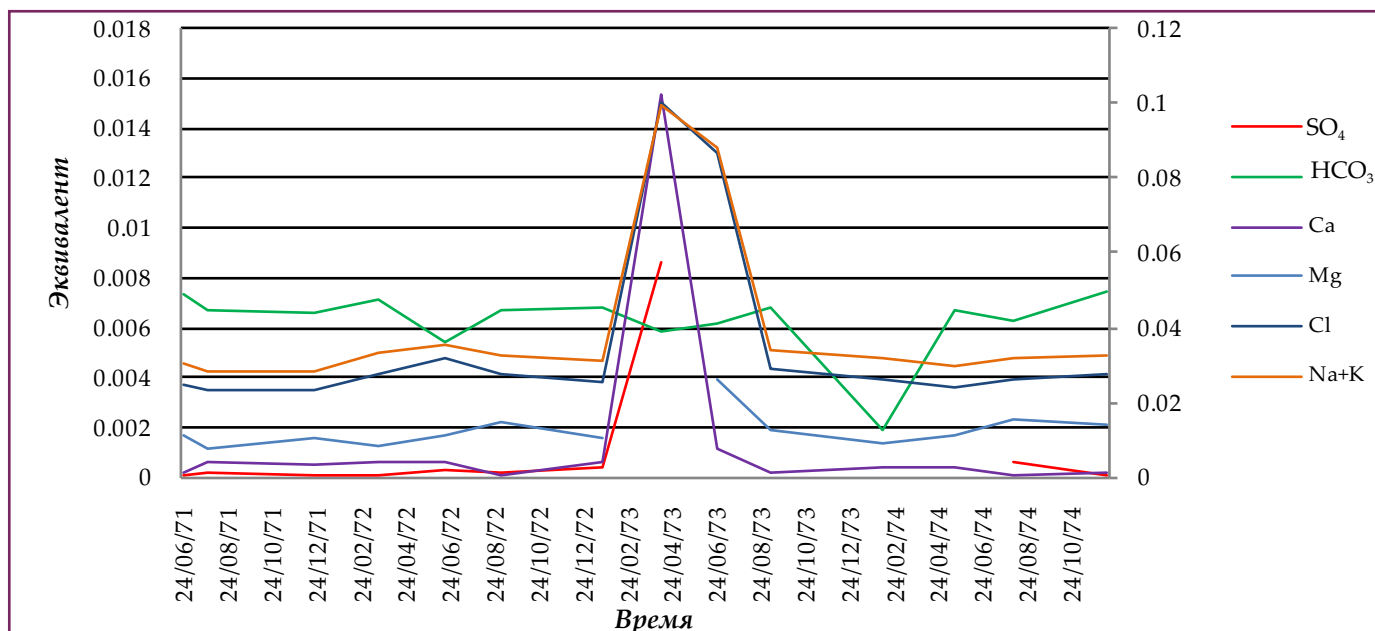


Рис.4. Динамика изменения физико-химических показателей вод (скв.№3375)

1. Горизонт ПКв месторождения «Балаханы-Сабунчи-Раманы» (площадь Хорасаны), в отличие от других площадей месторождения, характеризуется низкими коэффициентами нефтеотдачи (<0.30), что связано в основном с высокими значениями вязкости нефти (>50 мПа·с). В этой связи в 1973 году в этой залежи стали применять ВПГ.

Краткие геолого-технологические характеристики объекта сводятся к следующему.

Горизонт ПК (площадь Хорасаны) вступил в разработку в 1919 году. За весь период разработки площадь была вскрыта многочисленными скважинами, однако из-за низкодебитности большинство из них в кратчайшие сроки было возвращено на вышележащий горизонт. Процесс горения осуществлялся в скважинах №№3326, 3323, 12z, 3396, 2632. Под воздействием оказалось

более 40 добывающих скважин (рис.3).

Воздействие проводилось вплоть до 1995 года, за весь период было закачено в пласт более 600 тыс.м<sup>3</sup> воды и более 200 млн.м<sup>3</sup> сжатого воздуха. В результате воздействия было получено около 230 тыс.т нефти дополнительно, что связано с увеличением её подвижности за счёт снижения вязкости и плотности. Метод воздействия находился под систематическим наблюдением, в результате чего и осуществлялось его регулирование. Отметим, что на фоне различного изменения тепла в реагирующих скважинах в большинстве из них наблюдалось существенное изменение физико-химических характеристик вод скважин. В качестве примера показана динамика изменения ионно-солевого состава вод по скважине №3375 (рис.4).

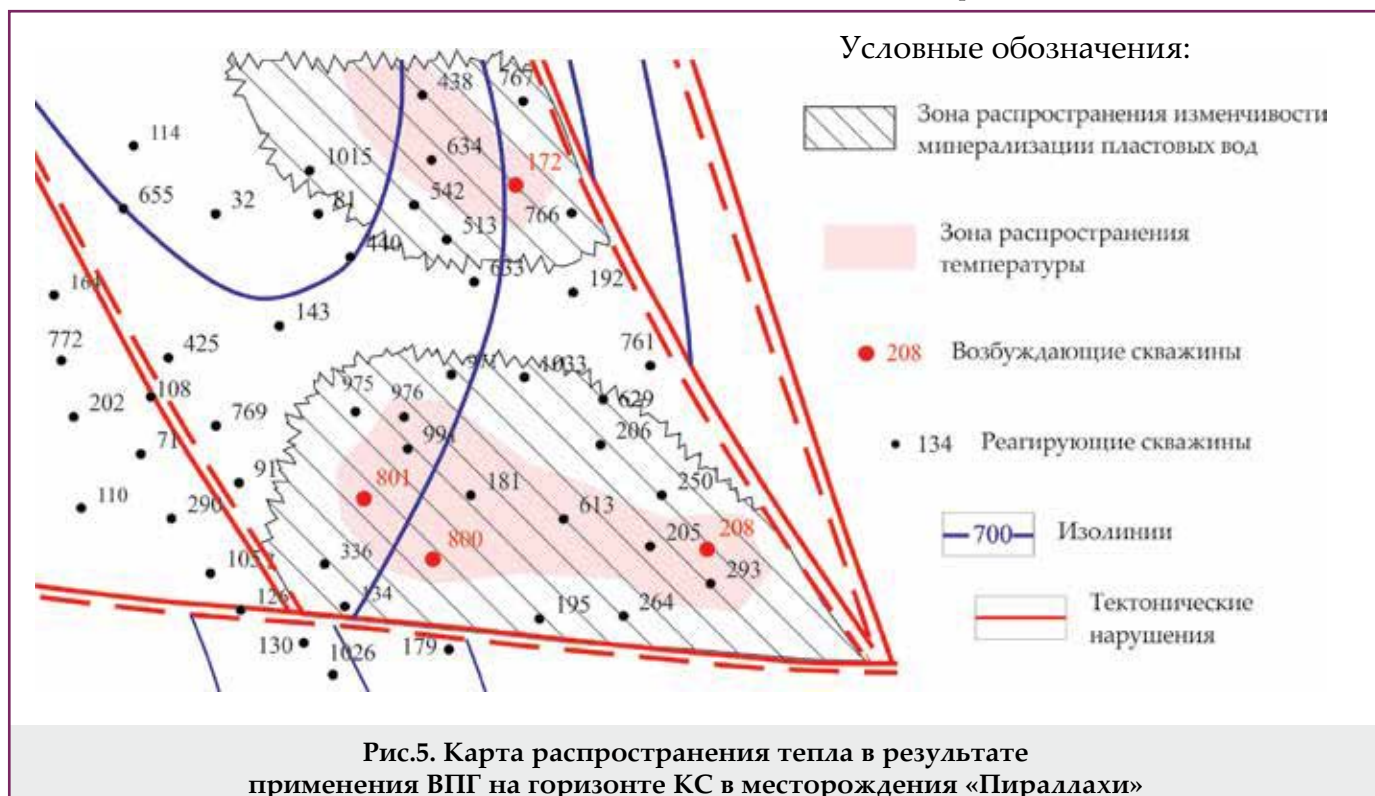


Рис.5. Карта распространения тепла в результате применения ВПГ на горизонте КС в месторождения «Пираллахи»

Как видно из приведенных данных, в процессе проведения ВПГ на горизонте ПКв площади Хорасаны, гидрохимические показатели залежи подвергаются различным изменениям. При этом во всех случаях отчетливо прослеживается повышение значения ионов Na+K и Cl, что дало возможность уточнять зоны влияния теплового потока по площади.

**2. Горизонт КСв месторождения «Пираллахи».** Горизонт КСв месторождения «Пираллахи» разрабатывается более 70 лет. Этот объект характеризуется значительной неоднородностью, что явилось причиной разнохарактерности реализации запасов по объекту. Скопление в ряде блоков значительных остаточных запасов высоковязких нефтей дало повод для проектирования и применения метода ВПГ. В различное время воздействие было начато в скважинах: 208 – 1974 год, 800 и 801 – 1976 год, 172 – 1981 год, 843 – 1982 год (рис.5).

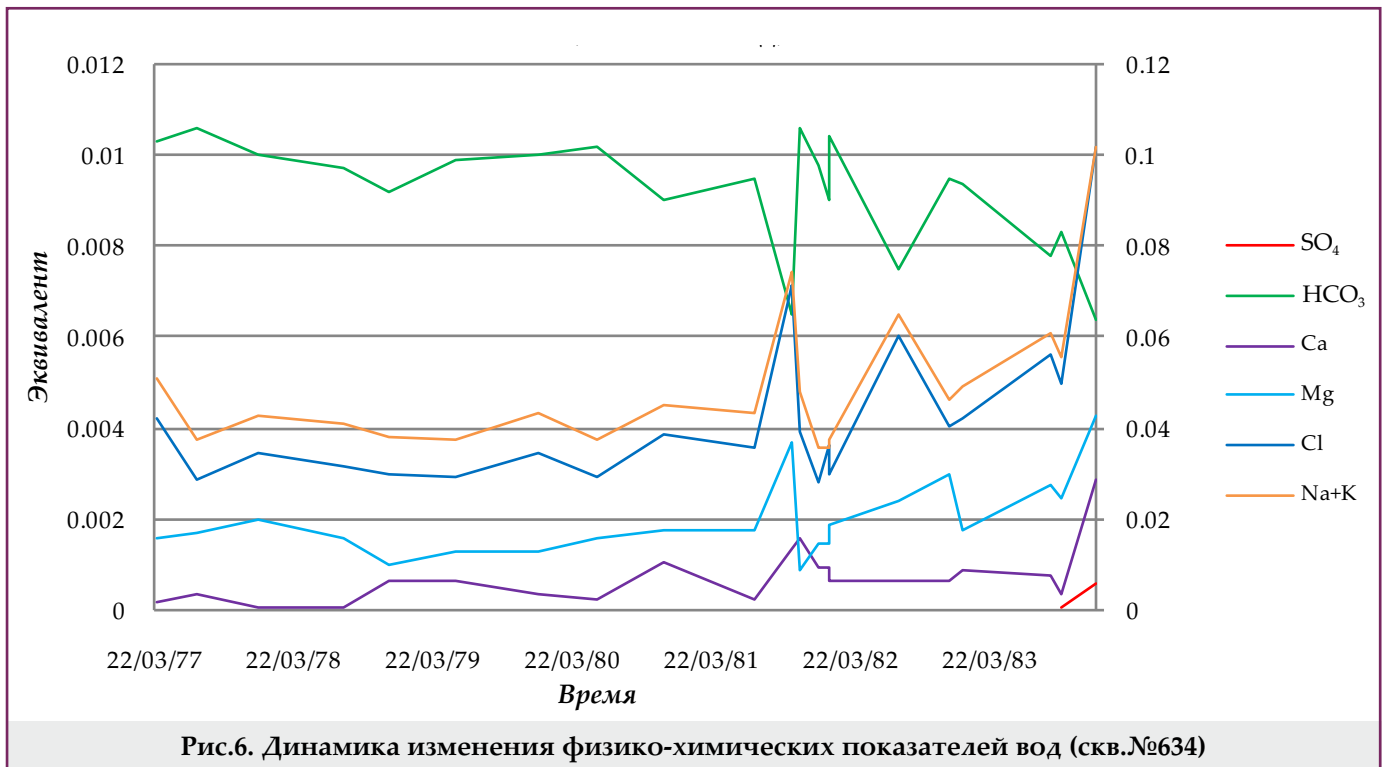
Значительная геологическая неоднородность объекта привела к прекращению воздействия. Результаты исследований изменения компонентного состава минерализации вод реагирующих скважин в динамике показали их идентичность в характере изменения значений минерализации вод с водами ПКв месторождения «Балаханы-Сабунчи-Раманы».

В период проведения воздействия в скважинах, наряду с другими геолого-технологическими работами, были проведены и гидрохимические исследования. Отметим, что по этому объекту накоплен большой объем фактического

материала, который позволил выявить эффект повышения в водах ионов Na+K и Cl. Это хорошо видно на замерах ионно-солевого состава характерных скважин, например скважина №634 (рис.6). Как видно из рисунков 3, 4, 6, зоны влияния, установленные только по данным термических исследований, охватывают лишь часть площадей, что связано с естественным физическим стремлением тепла к продвижению в повышенные части структуры. Изменения минерализации вод описывают гораздо большую площадь залежей, что дает лучшее представление о зоне охвата термовоздействием.

На месторождениях Азербайджана тепловое воздействие в виде нагнетания горячей воды не применялось. Тем не менее, общность изменчивости минерализации вод при воздействии на пласт паром и при ВПГ, учитывая общность физико-химической сущности термических процессов, дает основание полагать, что при нагнетании горячей воды будет наблюдаться картина сдвигов в показаниях минерализации пластовых вод, в зависимости от ионно-солевого состава рабочего агента.

Исходя из вышеизложенного, в процессе теплового воздействия в любой его модификации, независимо от геологической неоднородности пласта, обнаруживаются характерные особенности изменения химизма вод. Выявленный эффект является аргументом для включения анализа гидрохимической информации в комплекс исследований, проводимых в процессе тепловоздействия на пласты.



*Literatura*

1. *B.Ə. Bağırov*. Neft-qaz mədən geologiyası. Bakı, 2011.  
[B.A. Bagirov. Neft-qaz meden geologiyasi. Bakı, 2011]
2. *B.A. Bağırov, A.M. Salmanoğlu, M.G. Gasanaliyev, S.A. Nazarova*. Сопоставительный анализ разработки нефтяных залежей характеризующихся различными геологическими условиями // «Научные труды» НАНА. -2002.  
[B.A. Bagirov, A.M. Salmanov, M.G. Gasanaliyev, S.A. Nazarova. Sopotavitelnyy analiz razrabotki neftnyanyh zalezey harakterizuyushihya razlichnymi geologicheskimi usloviyami // «Nauchniye trudi» NANA. -2002]
3. *B.A. Bağırov*. Геологические основы доразработки месторождений нефти и газа. Б.: Элм, 1986.  
[B.A. Bagirov. Geologicheskie osnovy dorazrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza. B.: Elm, 1986]
4. *B.A. Bağırov, A.M. Salmanoğlu, A.M. Gadjiev*. Структура признакового пространства моделей нефтеотдачи различных природных режимов // «Научные труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. -2010. -№1. -С.14-19.  
[B.A. Bagirov, A.M. Salmanov, A.M. Hajiyev. The feature space structure of the oil recovery models for different drive reservoirs rejime // "Proceedings" of "OilGasScientificResearchProject" Institute of SOCAR. 2010. -№1. -P.14-19]
5. *К.Г. Йереског, Д.И. Клован, Р.А. Реймент*. Геологический факторный анализ. Л.: Недра, 1980.  
[K.G. Yereskog, D.I. Klovan, R.A. Reyment. Geological factor analysis. L.: Nedra, 1980]
6. *Б.А. Белонин, В.А. Голубева, Г.Т. Скублов*. Факторный анализ в геологии, М.: Недра, 1982.  
[B.A. Belonin, V.A. Golubeva, G.T. Skublov. Faktorniy analiz v geologii. M.: Nedra, 1982]
7. *М.Л. Сургучев*. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985.  
[M.L. Surguchev. Vtorichniye i tretichniye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov. M.: Nedra, 1985]
8. *Б.А. Bağırov, A.M. Salmanoğlu, M.G. Gasanaliyev*. Об определении качества запасов нефти // Геология нефти и газа. -1998. -№1. -С.22-25.  
[B.A. Bagirov, A.M. Salmanov, M.G. Gasanaliyev. Ob opredelenii kachestva zapasov nefti // Geologiya nefti i gaza. -1998. -№1. -С.22-25]
9. *Б.А. Bağırov, М.А. Агдямский, В.М. Листенгартен и Ш.Г. Ширинов*. О контроле процессов закачки пара в пласты // Азербайджанское нефтяное хозяйство. -1972. -№4. -С.27-30.  
[B.A. Bagirov, M.A. Agdamskiy, V.M. Listengarten, Sh.G. Shirinov. O kontrole protsessov zakachki para v plasty // Azerbaydjanskoe neftyanoye khozyaystvo. -1972. -№4. -S.27-30]
10. *Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев*. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988.  
[N.K. Baybakov, A.R. Garushev. Thermal methods of petroleum production. M.: Nedra, 1988]
11. *И.Д. Амелин*. Внутрипластовое горение. М.: Недра, 1980.  
[I.D. Amelin. Vnutriplastovoe gorenje. M.: Nedra, 1980]

**Control and regulation of reservoir development,  
characterized by different environmental conditions**

**A.M. Hajiyev**

(«OilGasScientificResearchProject» Institute)

**Abstract**

The article provides information about the methods of modelling oil combining mathematical statistics correlation, regression and factor analysis. These are constructed on the basis of «branching connections» schemes identifying geological and commercial indicators, that give the greatest impact (direct or indirect) on the process of oil production. The application of. Based on the analysis of ion-saline water, a new method for controlling the thermal stimulation methods is given for thermal EOR application.

**Müxtəlif təbii rejimlərlə səciyyələnən yataqların  
işlənmə prosesinə nəzarət və tənzimləmə barəsində**

**A.M. Hacıyev**

(«Neftqaz elmi tədqiqatlayihə» İnstitutu)

**Xülasə**

Məqalədə korrelyasiya-regressiya və faktor analizlərinin riyazi statistiki aparatlarının kompleksləşdirilməsi ilə neftveriminin modelləşdirilməsi metodları haqqında məlumat verilmişdir. Qurulmuş «şaxəli əlaqələr» sxeminin əsasında neft hasilatı prosesinə birbaşa və ya dolay yolla təsir edən amillər aşkarlanmışdır. Neftveriminin artırılmasının termiki metodlarının tətbiqi əsaslandırılmışdır. Suyun ion-duz tərkibinin analizi əsasında laya termiki metodlarla təsirə nəzarətin yeni üsulu işlənmişdir.