

УДК 553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ В КОЛЛЕКТОРАХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА ПУСТОТНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОМЕРНОГО СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

**В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, В.А. Репина<sup>1</sup>**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)  
<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

## STUDY OF OIL RECOVERY FROM RESERVOIRS OF DIFFERENT VOID TYPES WITH USE OF MULTIDIMENSIONAL STATISTICAL ANALYSIS

**V.I. Galkin, I.N. Ponomareva, V.A. Repina<sup>1</sup>**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskii av., Perm, 614990, Russian Federation)

<sup>1</sup>PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 01.12.2015. Принята / Accepted: 27.04.2016. Опубликовано / Published: 30.06.2016

### Ключевые слова:

сложнопостроенная залежь, коллектор трещинного типа, коллектор порового типа, закономерности нефтеизвлечения, элемент системы разработки, оценка взаимодействия между скважинами, корреляция, корреляционные поля, многомерный регрессионный анализ, математические модели, факторы, формирующие дебит нефти в различных коллекторах, линейные дискриминантные функции, достоверность распознавания коллекторов, сценарии формирования дебита нефти, эффективность системы поддержания пластового давления.

### Key words:

complex accumulation, naturally fractured reservoirs, pore type reservoir, oil production law, components of development scheme, well interaction analysis, correlation, correlation fields, multidimensional regression analysis, mathematical models, factors forming oil rate in different reservoirs, linear discriminant functions, authenticity of reservoir detection, oil rate formation scenarios, efficiency of pressure maintenance system

Изучены вопросы установления закономерностей осуществления процессов нефтеизвлечения, учитывающих распространение в пределах одной залежи коллекторов с различными видами пустотности. С этой целью привлечены промышленные материалы по разработке турне-фаменской карбонатной залежи нефтяного месторождения, а также для сравнения – данные о разработке залежи нефти со схожими свойствами нефти, но с терригенным гранулярным коллектором порового типа. Для рассмотрения в статье приняты элементы реализованных систем разработки, представляющих собой одну нагнетательную и соседние добывающие скважины. Тип коллектора в пределах элемента разработки принимался по материалам различных исследований, в том числе по кривой восстановления давления, обработанной по методике Уоррена–Рута. На первом этапе решения поставленной задачи рассчитаны значения коэффициентов корреляции между приемистостью нагнетательной скважины и дебитами соседних добывающих для различных моментов времени, при этом расчет производился в предположении, что коэффициент корреляции является численной мерой взаимодействия между двумя скважинами. Установлено, что изменение коэффициента корреляции во времени для поровых коллекторов значительно отличается от характера его же поведения для коллектора трещинного типа. В дальнейшем проведенные исследования позволили получить многомерные математические модели, характеризующие процесс заводнения и позволяющие определять дебиты добывающих скважин, расположенных вблизи очагов нагнетания, с учетом типа пустотности коллектора на рассматриваемом участке залежи. Анализ линейных дискриминантных функций, построенных с учетом типа пустотности коллектора, позволил установить, что процесс вытеснения нефти водой в терригенных поровых, карбонатных поровых и карбонатных трещинных коллекторах происходит по различным сценариям.

Oil recovery laws that take into account distribution of reservoirs with different void types within the same accumulation. Carbonate field data of development of Tournaisian-Famennian oil accumulation was used. For comparison purposes data of development of the field with similar oil properties but reservoir of clastic grain rock and pore type were used. One injector and neighbor producers were used as components of applied production scheme. The type of reservoir within one development object was determined by several studies including pressure build-up curve processed by Warren-Root method. At the first stage correlation coefficients between injection and production of neighbor well were calculated. Calculation was done for different time and with assumption, according to which correlation coefficient is a quantitative measure of interactions between two wells. It is determined that use of correlation coefficient for pore reservoirs is significantly differ to the character of its behavior for fracture reservoir type. Multidimensional mathematical models that characterize flooding and allow determining producer's rate were obtained with considered void type. Linear discriminant functions are built with considered void type of reservoir. Analysis of those functions determined that replacement of oil by water in clastic and carbonates porous rocks and carbonate naturally fractured reservoirs follow different scenarios.

**Галкин Владислав Игнатьевич** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

**Пономарёва Инна Николаевна** – кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий (моб. тел.: +007 919 483 84 30, e-mail: pin79@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.

**Репина Вера Андреевна** – инженер 1-й категории отдела гидродинамического моделирования (моб. тел.: +007 902 809 63 88, e-mail: Silajcheva.v@yandex.ru).

**Vladislav I. Galkin** (Author ID in Scopus: 55418067700) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Head of the Department at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

**Inna N. Ponomareva** (Author ID in Scopus: 36242312300) – PhD in Engineering, Associate Professor, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (mob. tel.: +007 919 483 84 30, e-mail: pin79@yandex.ru). The contact person for correspondence.

**Vera A. Repina** – Engineer of 1<sup>st</sup> category of Hydrodynamic Modeling Department (mob. tel.: +007 902 809 63 88, e-mail: Silajcheva.v@yandex.ru).

## Введение

Характерной особенностью многих турнефаменских залежей нефти на территории Пермского края является наличие зоны распространения коллекторов трещинно-порового типа. Данный вывод получен по результатам различных исследований [1, 2], а в работах [3, 4] показаны особенности распространения коллекторов такого типа. На основе материалов обработки кривых восстановления давления в соответствии с методикой Уоррена–Рута, актуальность и достоверность которой всесторонне исследована и подтверждена в работах [5–12], установлено, что обычно зоны трещиноватых коллекторов направлены с юго-запада на северо-восток. Наличие данных зон во многом осложняет не только геологическое строение залежей, но и процессы их разработки. Актуальным представляется вопрос оценки эффективности реализованной на залежи системы поддержания пластового давления и выявление процессов вытеснения нефти водой в зависимости от типа пустотности коллектора. Значительный накопленный объем промысловых данных позволяет решать поставленную задачу методами математической статистики [13].

Для исследования данной проблемы в настоящей работе выбраны элементы системы разработки, каждый из которых представляет собой одну нагнетательную скважину и соседние добывающие. В свою очередь, каждый из выбранных элементов располагается в зоне распространения коллекторов различного типа пустотности. Нагнетательная скважина 1 находится в пределах трещинных карбонатных коллекторов, скважина 2 – в пределах поровых карбонатных коллекторов. Для наиболее полной оценки вероятных закономерностей процесса вытеснения привлечены также материалы по терригенному коллектору порового типа; нагнетательная скважина, расположенная в зоне распространения данного коллектора, в настоящей статье обозначена как скважина 3. Нефть, насыщающая карбонатный и терригенный коллекторы, обладает схожим составом и свойствами.

## Построение и анализ

### математических моделей взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин

По всем выбранным для исследования элементам разработки привлечены ежемесячные данные по закачке воды ( $V_{H_2O}$ ), приемистости нагнетательных ( $Pr$ ) и дебитам нефти ( $Q_T$ ) добывающих скважин.

Корреляционные связи между объемом закачиваемой воды и приемистостью для исследуемых скважин имеют следующий вид:

$$\text{скв. 1} - Pr = 23,5 + 0,0293 V_{H_2O} \text{ при } r = 0,92;$$

$$\text{скв. 2} - Pr = 34,6 + 0,0228 V_{H_2O} \text{ при } r = 0,87;$$

$$\text{скв. 3} - Pr = 12,8 + 0,0301 V_{H_2O} \text{ при } r = 0,90.$$

Отсюда видно, что величины  $V_{H_2O}$  и  $Pr$  достаточно хорошо коррелируют. Для анализа также были привлечены накопленные значения приемистости  $Pr^n$ . В табл. 1 приведены модели изменения величины  $Pr^n$  во времени ( $t$ ).

Таблица 1

Зависимости  $Pr^n$  от  $t$

№ скв. п/п	Уравнение регрессии	Коэффициент $R^2$
1	$Pr^n = 242,8 - 0,0006t^5 + 0,001t^4 - 0,187t^3 + 11,04t^2 - 57,74t$	0,99
2	$Pr^n = -916,1 + 0,005t^3 - 1,884t^2 + 295,4t$	0,99
3	$Pr^n = 16,26 + 0,402t^2 + 84,06t$	0,99

Анализ данных в табл. 1 зависимостей показывает, что изменение значений для нагнетательной скважины 1, расположенной в зоне трещинных коллекторов, происходит по более сложному закону, чем для скважин 2 и 3, расположенных в зонах распространения поровых коллекторов.

Для установления влияния закачки объемов воды в пласт на среднесуточные дебиты нефти в добывающих скважинах  $Q_T$  высчитывались коэффициенты корреляции  $r$  между показателями  $V_{H_2O}$ ,  $Pr$ ,  $Pr^n$  и  $Q_T$ . Предполагается, что по значениям  $r$  можно выполнить оценку влияния объема закачиваемой воды в нагнетательную скважину на дебиты нефти добывающих скважин. На начальном этапе определялись значения  $r$  за период, равный 3 месяцам с начала закачки во-

ды в скважину, затем последовательно вычислялись значения  $r$  с увеличением выборки на один месяц. Рассмотрим изменения значений  $r$  по трем нагнетательным скважинам, расположенным в зонах различных коллекторов. Анализ выполним, используя данные  $Q_T$  по добывающим скважинам, расположенным в непосредственной близости от нагнетательных.

Для скважины 1 анализ выполняется по 5 ближайшим добывающим скважинам, для которых характерен трещинный тип коллектора. Для нагнетательной скважины 2 использовались 7 ближайших добывающих скважин с поровым типом коллектора. Для скважины 3 использовались данные по ближайшим 4 добывающим скважинам с поровым типом коллектора, породы представлены терригенными отложениями. Расстояния от нагнетательных до добывающих скважин изменяются от 334 до 960 м. Максимальные различия  $r$  в процессе изменения во времени наблюдается при  $r(Pr^n - Q_T)$ . Поэтому приведем типовые кривые изменения значений  $r(Pr^n - Q_T)$  для 3 добывающих скважин (рис. 1).

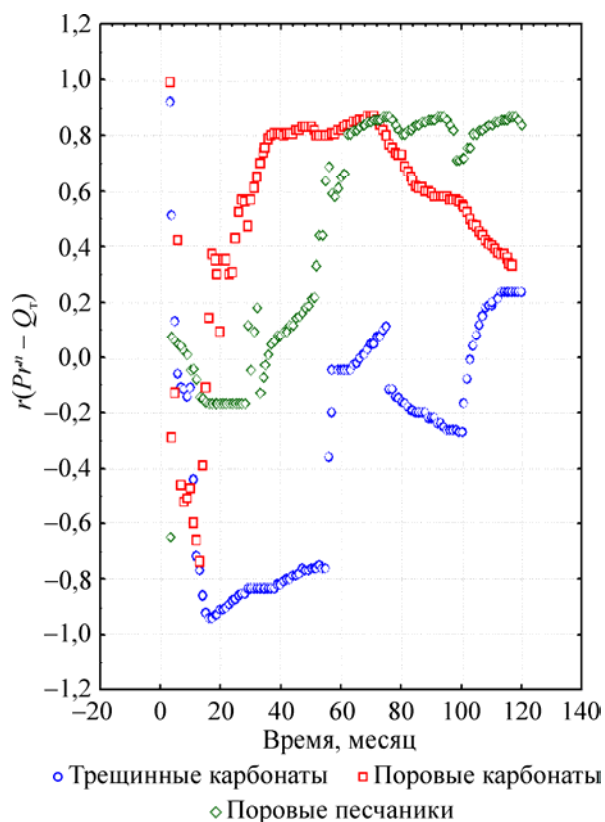


Рис. 1. Изменение коэффициента  $r$  между  $Pr^n$  и  $Q_T$  во времени по добывающим скважинам

Из анализа представленной на рис. 1 диаграммы следует, что изменения значений  $r$  между  $Pr^n$  и  $Q_T - r(Pr^n - Q_T)$  для изучаемых скважин во всех случаях индивидуальны. При этом необходимо отметить, что различия в виде кривых изменения значений  $r(Pr^n - Q_T)$  во времени для поровых карбонатных и поровых терригенных коллекторов существенно меньше, чем различия в виде данных кривых, характеризующих поровые и трещинные коллекторы. Аналогичные вычисления  $r$  выполнены между  $V_{H_2O}$  и  $Q_T - r(Pr - Q_T)$  и между  $V_{H_2O}$  и  $Pr - Q_T - r(Pr - Q_T)$ .

Для учета комплексного влияния коэффициентов  $r$  на  $Q_T$  будем использовать многомерный регрессионный анализ. В данном случае в качестве зависимого признака выступает  $Q_T$  – среднесуточный текущий дебит нефти, а в качестве независимых факторов – значения  $r(V_{H_2O} - Pr)$ ,  $r(Pr - Q_T)$ ,  $r(Pr^n - Q_T)$ . Например, многомерная модель по добывающей скважине, характеризующейся трещинным типом коллектора, имеет вид

$$Q_T^M = -124,337r(V_{H_2O} - Pr) - 1,719r(Pr - Q_T) + 57,033r(Pr^n - Q_T) + 182,540$$

при  $R = 0,85$ ,  $p < 0,0000$ , ошибка прогноза составляет 6,1 т/сут. По данной формуле были вычислены значения  $Q_T^M$ . Графическое сопоставление значений  $Q_T$  и  $Q_T^M$  во времени представлено на рис. 2, а.

Из анализа рис. 2, а следует, что в пределах графика выделяются 4 участка. Первый участок расположен в диапазоне от 0 до 42 месяцев, здесь наблюдается хорошее совпадение значений  $Q_T^M$ . Для второго участка при  $43 < t < 84$  мес. наблюдается превышение  $Q_T^M$  над  $Q_T$ . Далее значения  $Q_T$  и  $Q_T^M$  слабо «контролируют» друг друга, но в их пределах выделяются еще два подполя. Третий участок располагается в диапазоне 85–112 месяцев; четвертый – в интервале 113–138 месяцев. Для учета соотношений  $Q_T$  и  $Q_T^M$  в пределах выделенных временных соотношений, наблюдаемых на рис. 2, а, построим многомерные модели.

### Построение и анализ временных многомерных математических моделей взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин

Временные многомерные модели для определения значений дебитов нефти  $Q_T^{MB}$  по нагнетательной скважине, расположенной в трещинном коллекторе, приведены в табл. 2.

Из данных табл. 2 видно, что формирование модельных значений  $Q_T^{MB}$  во времени происходило по-разному, о чем свидетельствуют как значения коэффициентов при  $r$ , так и величины свободных членов уравнений регрессии. Отметим, что в диапазоне 85–112 месяцев построенная модель характеризуется статистически незначимыми критериями.

По формулам были вычислены значения  $Q_T^M$  по 138 данным.

Сопоставление значений  $Q_T$  и  $Q_T^M$  во времени приведено на рис. 2, б. Анализ показывает, что в целом значения  $Q_T$  и  $Q_T^M$  совпадают достаточно

хорошо. Здесь необходимо отметить, что во временном диапазоне 85–112 месяцев значения  $Q_T$  и  $Q_T^M$  слабо «контролируют» друг друга, что количественно подтверждается значением  $r$ , приведенным в табл. 2. На основании данных расчетов, выполненных по общей и временным моделям, по данной добывающей скважине построим поля корреляции между  $Q_T$  и  $Q_T^M$ ,  $Q_T$  и  $Q_T^{MB}$  (рис. 3).

Корреляционные поля между значениями  $Q_T^M$ , вычисленными по общей модели, и значениями  $Q_T^{MB}$ , вычисленными по временным моделям с фактическими дебитами  $Q_T$ , несколько отличаются по силе корреляционных связей (см. рис. 3). В первом случае  $r = 0,86$ , во втором  $r = 0,98$ .

Здесь выдвинем научную гипотезу: значение  $Q_T^M$ , вычисленное по общим данным, отвечает за процесс формирования дебитов нефти в основном за счет нагнетания воды в пласт. Значения  $Q_T^{MB}$  сформированы как за счет нагнетания воды в пласт, так и за счет других способов (в данной работе их вид не конкретизируется) воздействия на пласт. Вышеизложенное позволяет выполнить

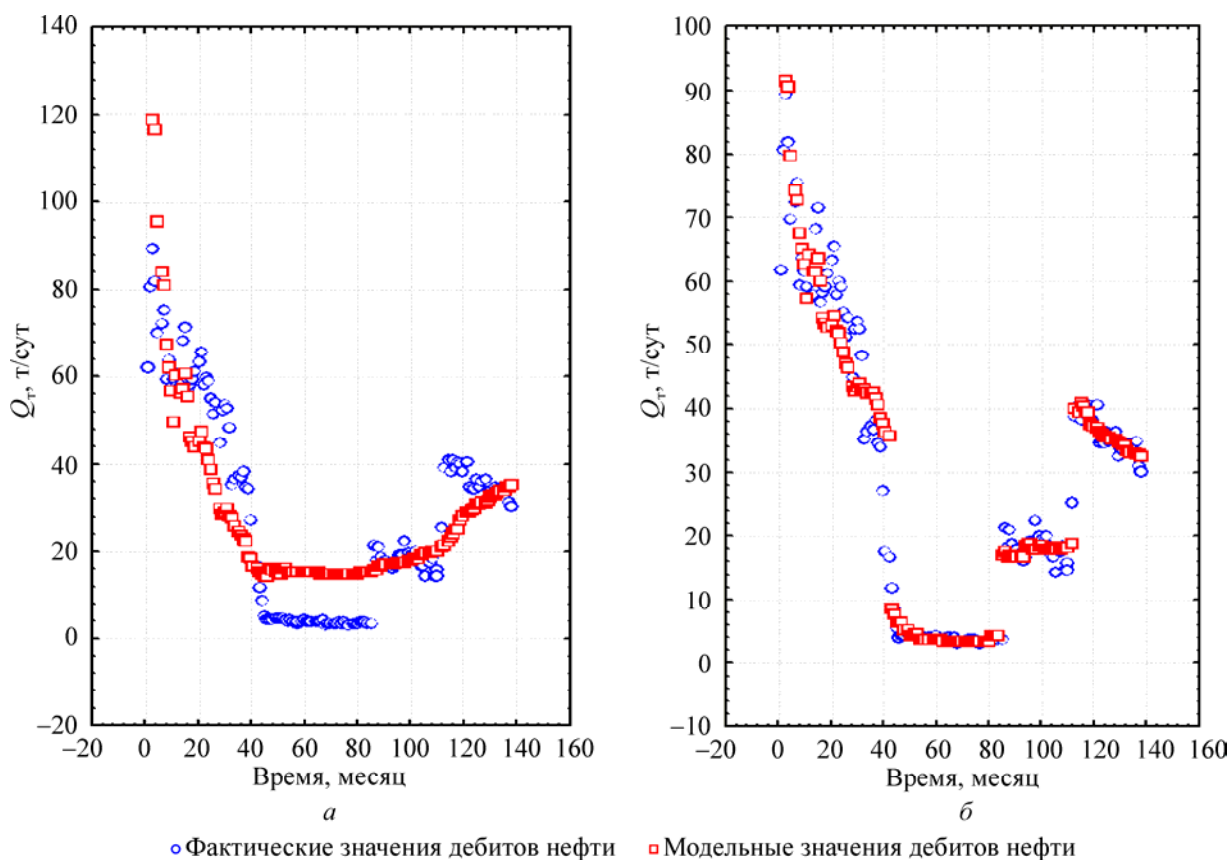


Рис. 2. Изменение  $Q_T$  и  $Q_T^M$  во времени: а – многомерная модель; б – многомерная временная модель

Таблица 2

Модели для вычисления  $Q_T^{MB}$ 

Интервал времени, месяц	Коэффициенты при показателях			Свободный член $p$	$\frac{R}{p}$
	$p$				
	$r(V_{H_2O} - Pr)$	$r(Pr - Q_T)$	$r(Pr^n - Q_T)$		
0–42	<u>-81,2298</u>	<u>6,5303</u>	<u>31,6133</u>	<u>144,339</u>	<u>0,871</u>
	0,021634	0,495413	0,000000	0,000026	0,000000
43–84	<u>-34,4540</u>	<u>-0,7467</u>	<u>94,1672</u>	<u>125,0308</u>	<u>0,815</u>
	0,469092	0,528889	0,001472	0,069976	0,0000
85–112	<u>282,870</u>	<u>-101,588</u>	<u>50,634</u>	<u>-199,380</u>	<u>0,206</u>
	0,491273	0,631770	0,660733	0,567275	0,78420
113–138	<u>170,859</u>	<u>64,840</u>	<u>-27,324</u>	<u>-137,853</u>	<u>0,842</u>
	0,285989	0,529289	0,180338	0,357782	0,00000

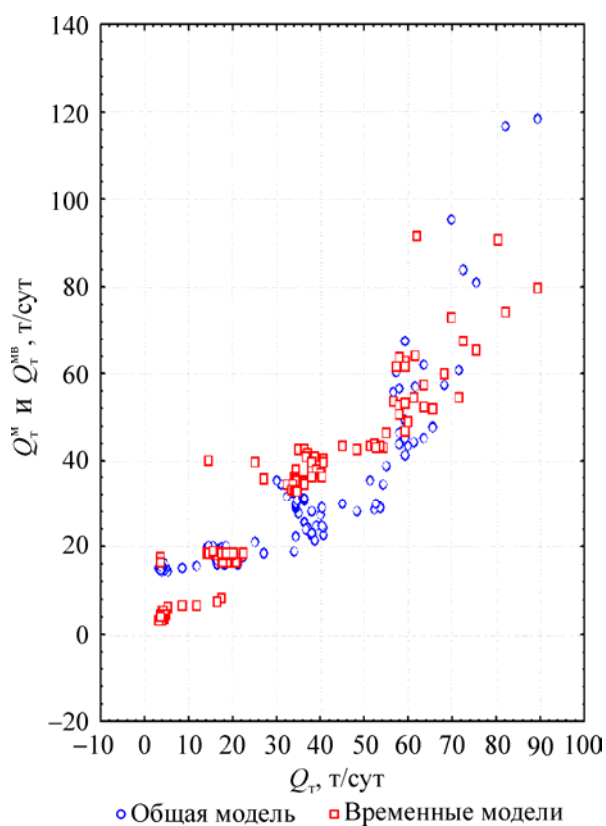


Рис. 3. Поля корреляции

оценку влияния объема закачки воды на дебиты нефти путем вычисления разностного параметра  $dQ$  по следующей формуле:

$$dQ = (Q_T^{MB} - Q_T^M) / Q_T^{MB}.$$

Изменение значений  $dQ$  для изучаемых скважин во всех случаях индивидуально.

По данным расчетов, выполненных по обобщенным и временным моделям для нагнетательной скв. 1, выполнено сопоставление  $Q_T$  и  $Q_T^M$  по 5 соседним добывающим скважинам (рис. 4, а).

Корреляционные связи между значениями  $Q_T^M$ , вычисленными по обобщенным моделям, и фактическими дебитами  $Q_T$  ( $r = 0,69$ ,  $p = 0,000$ ) значительно слабее, чем между значениями  $Q_T^{MB}$ , вычисленными по дифференцированным моделям, и  $Q_T$  ( $r = 0,99$ ,  $p = 0,000$ ). Уравнение регрессии между  $Q_T$  и  $Q_T^M$ , вычисленными по обобщенным моделям, имеет следующий вид:

$$Q_T = 9,932 + 0,860 Q_T^M.$$

Уравнение регрессии между  $Q_T$  и  $Q_T^{MB}$ , вычисленными по дифференцированным моделям, имеет вид

$$Q_T = -0,001 + 0,999 Q_T^{MB}.$$

Анализ значений коэффициентов корреляции и уравнений регрессии показывает, что второе уравнение практически полностью описывает процесс формирования значений  $Q_T$  для 5 добывающих скважин.

Для сравнения средних значений  $Q_T^M$  и  $Q_T$  по скважинам будем использовать статистику  $t$ . Результаты расчетов (на примере нагнетательной скважины 1) приведены в табл. 3.

Анализ данных табл. 3 показывает, что по средним значениям наблюдаются статистические неразличия значений по  $Q_T$  и  $Q_T^M$  для скважин 1д, 2д, 3д, 4д. Для скважины 5д средние значения  $Q_T$  и  $Q_T^M$  статистически различны. Аналогичные расчеты выполнены и по нагнетательным скважинам 2 и 3.

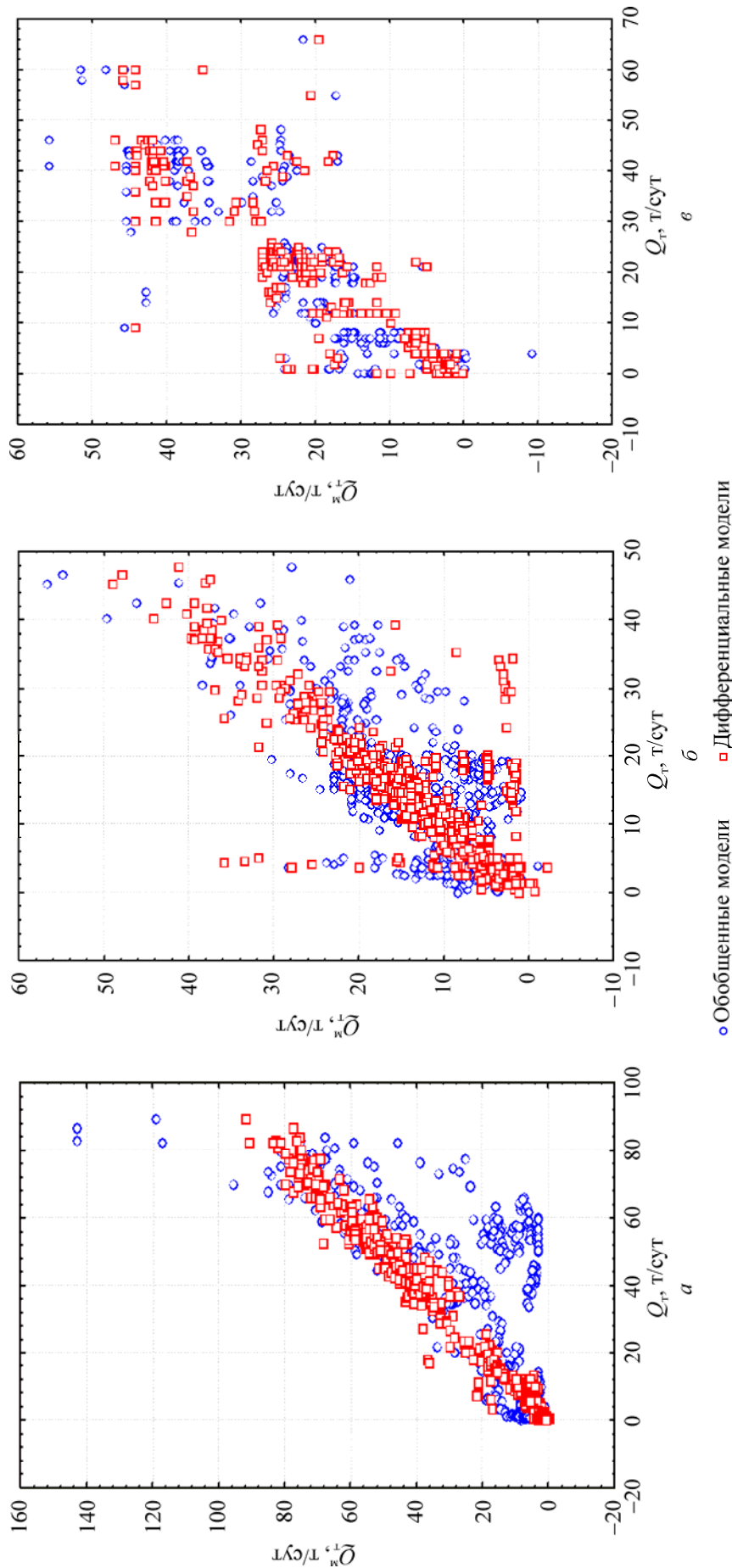


Рис. 4. Корреляционные поля между  $Q_t$  и  $Q_m$ : а – скважина 1; б – скважина 2; в – скважина 3

Таблица 3

Сопоставление средних значений  $Q_T$  и  $Q_T^M$ 

Соседние добывающие скважины	$Q_T$ , т/сут	$Q_T^{MO}$ , т/сут (общая модель)	$Q_T^{MB}$ , т/сут (временные модели)	$\frac{t^{MO}}{p}$	$\frac{t^{MB}}{p}$
1д	28,3 ± 22,6	27,6 ± 18,9	28,7 ± 22,6	$\frac{0,25076}{0,802186}$	$\frac{0,05076}{0,902186}$
2д	18,3 ± 19,4	17,8 ± 18,3	17,9 ± 18,5	$\frac{0,21526}{0,829729}$	$\frac{0,211665}{0,833527}$
3д	2,4 ± 3,2	2,3 ± 1,1	2,3 ± 2,7	$\frac{0,081919}{0,9347771}$	$\frac{0,066063}{0,947376}$
4д	19,3 ± 26,5	18,4 ± 23,3	18,4 ± 25,3	$\frac{0,295935}{0,767506}$	$\frac{0,285291}{0,775638}$
5д	56,2 ± 11,4	18,4 ± 23,3	56,2 ± 10,9	$\frac{17,12945}{0,000000}$	$\frac{0,011606}{0,990748}$

По данным расчетов, проведенных по обобщенными временным моделям для нагнетательной скважины 2, сопоставлены значения  $Q_T$  и  $Q_T^M$  по 7 добывающим скважинам (рис. 4, б).

Данные на рис. 4, б свидетельствуют о том, что корреляция в первом случае ( $r = 0,72$ ,  $p = 0,000$ ) несколько слабее, чем во втором ( $r = 0,81$ ,  $p = 0,000$ ).

По данным расчетов по обобщенным и временным моделям для нагнетательной скважины 3, характеризующейся поровой пустотностью в терригенных коллекторах, выполнено сопоставление значений  $Q_T$  и  $Q_T^M$  по 4 добывающим скважинам, графически отображенное на рис. 4, в.

Корреляция в первом варианте ( $r = 0,69$ ,  $p = 0,000$ ) несколько слабее, чем во втором ( $r = 0,78$ ,  $p = 0,000$ ). Сравнение корреляционных полей, приведенных на рис. 4, показывает,

что они дифференцированно отличаются друг от друга по данным сравнения фактических и модельных дебитов нефти, полученных по обобщенным и дифференцированным моделям. Сильные различия в виде корреляционных полей наблюдаются между значениями модельных и фактических дебитов, полученных по влиянию нагнетательной скважины 1 (трещинный коллектор). Для скважин, где коллектор поровый, различия значений модельных и фактических дебитов менее контрастны (скважины 2, 3).

Сравнение средних значений изучаемых показателей в различных зонах коллекторов по критерию  $t$  приведено в табл. 4.

Из табл. 3 видно, что по средним значениям наблюдается статистическое различие по характеристикам, полученным при анализе 3 нагнетательных скважин, только по показателю  $dQ$ .

Таблица 4

## Сравнение средних значений показателей по скважинам

Показатель	Скважина			$\frac{t}{p}$		
	1	2	3	Скважина 1–2	Скважина 1–3	Скважина 2–3
$r(V_{H_2O} - Pr)$	0,91 ± 0,02	0,91 ± 0,02	0,91 ± 0,02	$\frac{0,307}{0,7586}$	$\frac{0,353}{0,7237}$	$\frac{0,026}{0,9791}$
$r(Pr - Q_T)$	-0,26 ± 0,24	-0,09 ± 0,17	-0,29 ± 0,30	$\frac{-6,171}{0,0000}$	$\frac{1,014}{0,3109}$	$\frac{6,411}{0,0000}$
$r(Pr^H - Q_T)$	-0,70 ± 0,38	-0,67 ± 0,40	-0,57 ± 0,41	$\frac{-0,705}{0,4809}$	$\frac{-2,918}{0,0037}$	$\frac{-1,986}{0,0479}$
$Q_T^M$ , т/сут	28,3 ± 19,4	14,4 ± 21,3	5,4 ± 6,8	$\frac{5,043}{0,00000}$	$\frac{6,140}{0,00000}$	$\frac{1,005}{0,3156}$
$Q_T^{MB}$ , т/сут	28,1 ± 21,5	16,3 ± 18,9	5,6 ± 23,1	$\frac{4,576}{0,00000}$	$\frac{5,576}{0,00000}$	$\frac{0,877}{0,3810}$
$dQ$	-0,79 ± 1,45	-0,39 ± 0,71	-2,197 ± 0,81	$\frac{-2,6828}{0,0077}$	$\frac{-4,193}{0,00000}$	$\frac{5,124}{0,0000}$

### Исследование особенностей заводнения коллекторов с различными видами пустотности методом дискриминантного анализа

На заключительном этапе изучения специфики влияния значений  $r(V_{H_2O} - Pr)$ ,  $r(Pr - Q_T)$ ,  $r(Pr^n - Q_T)$ ,  $Q_T^M$ ,  $Q_T^{MB}$ ,  $dQ$ , определенных для различных зон коллекторов, на дебиты нефти используем метод дискриминантного анализа, основанный на построении линейных дискриминантных функций (ЛДФ) [14, 15]. При построении ЛДФ трещинные карбонатные коллекторы будут иметь значения выше перечисленных показателей, вычисленных с помощью построенных моделей по ближайшим добывающим скважинам. В данном случае выполняется оценка взаимодействия между ними и нагнетательной скважиной 1. Поровые коллекторы известняков будут представлять модельные данные, которые получены по ближайшим добывающим скважинам. Здесь оценивается влияние на них нагнетательной скважины 2. Поровые коллекторы песчаников будут представлять модельные данные, полученные по 4 добывающим скважинам, расположенным вблизи к нагнетательной скважине 3.

По этим данным были построены следующие ЛДФ:

$$Z_1 = 12,1046 r(V_{H_2O} - Pr) - 0,03597 r(Pr - Q_T) - 0,23894 r(Pr^n - Q_T) - 0,00209 Q_T^M + 0,01268 Q_T^{MB} - 0,06982 dQ - 8,55129$$

при  $R = 0,970$ ,  $\chi^2 = 6726,37$ ,  $p = 0,000000$ ;

$$Z_2 = 0,856605 r(V_{H_2O} - Pr) + 2,406087 r(Pr - Q_T) + 1,270443 r(Pr^n - Q_T) + 0,029147 Q_T^M - 0,069647 Q_T^{MB} + 0,29827 dQ + 0,686364$$

при  $R = 0,718$ ,  $\chi^2 = 1366,184$ ,  $p = 0,000000$ .

По данным функциям были вычислены значения  $Z_1$  и  $Z_2$ , которые для различных типов коллекторов приведены на рис. 5.

Из рис. 5 видно, что значения  $Z_1$  и  $Z_2$  достаточно хорошо разделяются в пределах изучаемых групп коллекторов. Среднее значение  $Z_1$  для трещинных коллекторов равно +3,034, для

поровых известняков +2,156, для поровых песчаников -6,338. Среднее значение  $Z_2$  для трещинных коллекторов равно -1,318, для поровых известняков -1,133, для поровых песчаников -0,148. Достоверность распознавания коллекторов – известняков трещинного типа составляет 83,5 %, известняков порового типа – 96,4 % и песчаников порового типа – 100,0 %. Все это показывает, что влияние нагнетательных скважин 1–3 на дебиты добывающих скважин характеризуется различными значениями избранных для анализа критериев. Таким образом, можно констатировать, что процессы нагнетания воды и вытеснения нефти в пластах для изучаемых типов коллекторов формируют дебиты нефти по различным сценариям. Таким образом, при анализе эффективности систем поддержания пластового давления в условиях различных типов коллекторов данное обстоятельство необходимо учитывать.

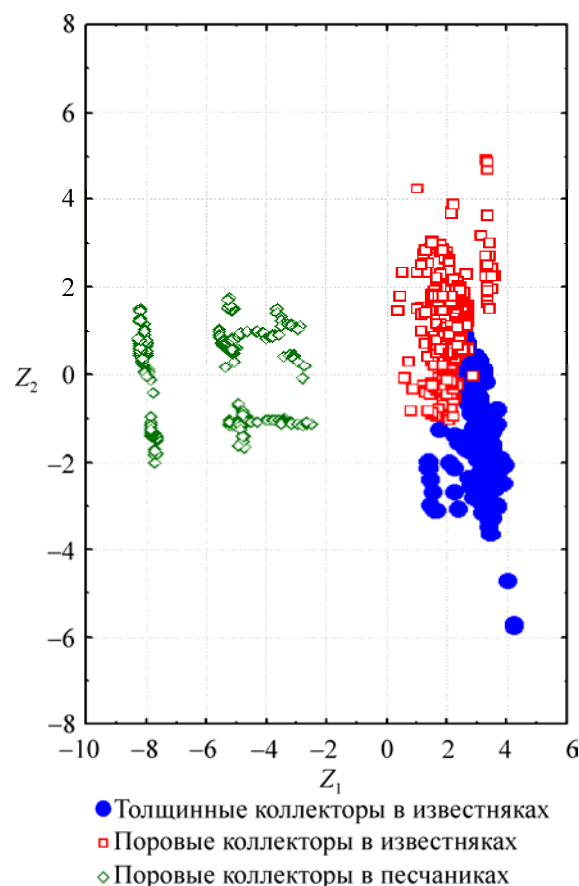


Рис. 5. Распределение значений  $Z_1$  и  $Z_2$  для различных по видам пустотности коллекторов



### Заключение

1. Наличие в пределах одной залежи коллекторов и порового, и трещинного типов обуславливает необходимость дифференцированного изучения особенностей вытеснения нефти водой на различных участках этой залежи.

2. При решении данной задачи на примере турне-фаменской залежи получены многомерные математические модели, характеризующие процесс заводнения и позволяющие оценивать деби-

ты добывающих скважин, расположенных вблизи очагов нагнетания, с учетом типа пустотности коллектора на рассматриваемом участке залежи.

3. Анализ линейных дискриминантных функций, построенных с учетом типа пустотности коллектора, позволил установить, что формирование дебита нефти и, соответственно, осуществление процесса вытеснения нефти водой в терригенных поровых, карбонатных поровых и карбонатных трещинных коллекторах происходит по различным сценариям.

### Список литературы

1. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность и особенности порового пространства карбонатных пород / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2003. – 240 с.

2. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь: Электронные издательские системы, 2004. – 334 с.

3. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена–Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турнефаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1.

4. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геолого-промысловым характеристикам пласта // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4.

5. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

6. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. – М.: Премиум Инжиниринг, 2009. – 868 с.

7. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.

8. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – Vol. 3, is. 3. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA.

9. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. – Houston, Texas, 1993. – 200 p.

10. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering / Elsevier scientific publishing company. – Amsterdam – Oxford – New York, 1982. – 709 p.

11. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. – 2nd ed. – Palo Alto: Petroway Inc, 2006. – 257 p.

12. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.

13. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.

14. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.

15. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турнефаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.

### References

1. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. Ostatochnaia neftenasysh-chennost' i osobennosti porovogo prostranstva karbonatnykh porod [Residual

oil saturation and features of pore space of carbonate rocks]. Perm': PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, 2003. 240 p.

2. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh obektov [Challenges of naturally fractured reservoirs]. Perm': Elektronnyye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.

3. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena-Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozernogo mestorozhdeniia) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tournaisian-Famennian deposit of Ozernoe field)]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no.14, pp.6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1.

4. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. Razrabotka metodiki otsenki vozmozhnostei vydeleniia tipov kollektorov po dannym krivym vosstanovleniia davleniia po geologo-promyslovym kharakteristikam plasta [Development of the methodology for evaluation of possibilities to determine reservoir types based on pressure build-up curves, geological and reservoir properties of the formation (case study of Famennian deposits of Ozernoe field)]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no.17, pp. 32-40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4.

5. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoistv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of the petrophysical and reservoir properties of carbonate reservoirs of the Upper Kama region on full-size core samples]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2013, no.3, pp.62-65.

6. Tiab Dzh., Donaldson E.Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kollektorskiikh svoistv gornykh porod i dvizheniia plastovykh fluidov [Petrophysics: theory and practice of study of reservoir properties of rocks and reservoir fluid movement]. Perevod s angliiskogo. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009. 868 p.

7. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamic data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008. 694 p.

8. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, vol.3, is.3, pp.245-255. DOI: 10.2118/426-PA.

9. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. Houston, Texas, 1993. 200 p.

10. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam–Oxford–New York: Elsevier scientific publishing company, 1982. 709 p.

11. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. 2nd ed. Palo Alto: Petroway Inc, 2006. 257 p.

12. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovatosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniia kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2014, no.2, pp.94-96.

13. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York–London–Sydney–Toronto, 1977. 606 p.

14. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of geological structure and location of oil and gas fields] Perm': Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2014. 285 p.

15. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [Use of probabilistic statistical analysis for the study of facies zonation of Tournaisian-Famennian carbonate complex of Siberian field]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2007, no.9, pp.112-114.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №19. – С.145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no. 19, pp.145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5