

УДК 622.276.652-047.43

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СОСНОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.П. Фадеев

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

A PROCEDURE FOR EVALUATION OF THE EFFECT OF WATER INJECTION INTO A RESERVOIR ON OIL PRODUCTION ON EXAMPLE OF TOURNAISIAN DEPOSITS OF THE SOSNOVSKOE GAS-OIL FIELD

Aleksandr P. Fadeev

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetsky Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 10.09.2018. Принята / Accepted: 24.10.2018. Опубликована / Published: 30.11.2018

Ключевые слова:

месторождение, система поддержания пластового давления, добыча нефти, закачка воды, добывающая скважина, нагнетательная скважина, коэффициент корреляции, математическая статистика, уравнение регрессии, *t*-критерий Стьюдента, линейная дискриминантная функция, угловой коэффициент, оптимизация, турнейские отложения, линейный дискриминантный анализ.

Key words:

field, reservoir pressure maintenance system, oil production, water injection, production well, injection well, correlation coefficient, mathematical statistics, regression equation, Student's *t*-criterion, linear discriminant function, slope, optimization, Tournaisian deposits, linear discriminant analysis.

Оценено влияние закачки воды в пласт на добычу нефти для турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения. Для анализа использованы статистические методы: корреляционный, регрессионный и пошаговый дискриминантный анализ. Использовалась информация по ежемесячной и накопленной добыче нефти, а также закачке воды в продуктивный пласт по четырем нагнетательным и двенадцати добывающим скважинам. На основе этой информации были выполнены исследования по оценке влияния объема месячной закачки воды в пласт на месячную добычу нефти при условии, что каждая нагнетательная скважина оказывает влияние только на близкорасположенные добывающие скважины. Между параметрами месячной закачки и месячной добычи нефти было обосновано отсутствие корреляционной зависимости. Далее для оценки эффективности нагнетания воды в пласт было принято решение использовать информацию о накопленном объеме закачки воды и накопленном объеме добычи нефти. Было установлено, что между параметрами накопленного объема закачки воды и накопленного объема добычи нефти существует зависимость, при увеличении значений накопленного объема закачки воды значение накопленного объема добычи нефти увеличивается, но градиенты повышения для всех скважин индивидуальны. На графиках визуально было выделено три участка, где соотношения между ними обладают на некотором диапазоне высокой степенью линейности. Для установления границ тех участков, где влияние значений накопленного объема закачки воды на накопленный объем добычи нефти условно однородно, был использован линейный дискриминантный анализ. Результаты исследования показывают, что закачка воды в пласт имеет разную степень влияния на добывающие скважины. Данный анализ в дальнейшем можно применять для обоснования проведения геолого-технологических мероприятий и для выявления гидродинамической связи.

The effect of water injection into a reservoir on oil production for Tournaisian deposits of the Sosnovskoe gas-oil field is evaluated. Statistical methods such as correlation, regression and stepwise discriminant analysis were used. Data on monthly and cumulative oil production, on amount of water injected into the reservoir from four injection and twelve production wells was used. Based on the data, studies have been performed to assess the effect of the volume of monthly water injection into the reservoir on monthly oil production, provided that each injection well affects only nearby producing wells. It was explained why there was no correlation between the parameters of monthly injection and monthly oil production. Then, in order to evaluate the efficiency of water injection into the reservoir, it was decided to use the data from the accumulated volume of water injection and the accumulated volume of oil production. It was found that there is a relationship between the parameters of the accumulated volume of water injection and the accumulated volume of oil production. The greater the accumulated volume of water injection, the greater the accumulated volume of oil production, but the gradients of increase for all wells are individual. Three areas were defined on the graphs. Relationships between the parameters have a high degree of linearity over a certain range. In order to establish the boundaries of those areas where the influence of the values of the accumulated volume of water injection on the accumulated volume of oil production is conditionally homogeneous, linear discriminant analysis was used. Results of the evaluation study show that water injection into the reservoir has a different degree of influence on the production wells. This analysis can be further applied to substantiate workovers and to identify hydrodynamic communication.

Фадеев Александр Павлович – младший научный сотрудник (тел. +007 982 444 62 27, e-mail: Aleksandr.Fadeev@pnn.lukoil.com).

Aleksandr P. Fadeev – Junior Researcher (tel. +007 982 444 62 27, e-mail: Aleksandr.Fadeev@pnn.lukoil.com).

Введение

Нефтяная отрасль имеет огромное значение в экономике нашей страны, поэтому все, что связано с этой областью на данный момент, является очень актуальным. В настоящее время большинство месторождений разрабатывается с использованием системы поддержания пластового давления [1]. Поэтому повышение эффективности систем поддержания пластового давления имеет очень большое значение для всех нефтедобывающих предприятий. При осуществлении разработки нефтяного месторождения очень важно достичь наибольшей экономической эффективности добычи нефти, поэтому необходимо оценивать, как работает реализованная система поддержания пластового давления [2, 3].

Усовершенствование методик анализа системы поддержания пластового давления выполняется регулярно, так как это является основным и наиболее дешевым методом воздействия на залежь, а задача вовлечения в разработку слабодренлируемых зон пласта является весьма актуальной [4].

Решение задачи оценки и прогноза эффективности различных вариантов системы заводнения, а также управления ею значительно упрощается, если есть постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель, однако ее имеют далеко не все объекты разработки, так как процесс создания таких моделей трудоемкий и достаточно дорогой. Именно поэтому в этой работе особое внимание уделяется методике оценки эффективности системы поддержания пластового давления (ППД), когда используется наиболее доступная информация промысла.

Общая геологическая характеристика Сосновского месторождения

Сосновское месторождение открыто в 1967 г. скважиной № 42 в результате поисково-разведочного бурения.

Месторождение в административном отношении расположено в Ординском районе Пермского края, в 100 км южнее от краевого центра – г. Перми (рис. 1). Ближайшие населенные пункты – села Орда, Сосновка и Ашап.

Сведения о глубине залегания и интервалах изменения толщин стратиграфических подразделений получены в результате бурения 41 скважины, из них 11 поисково-разведочных и 30 эксплуатационных.

Поверхность кристаллического фундамента залегает на глубинах порядка 7 км, погружаясь в юго-западном направлении. Фундамент представлен кристаллическими породами.

Разрез Сосновского месторождения представлен комплексом отложений, типичным для пермского и башкирского сводов и Бымско-Кунгурской впадины Пермского Прикамья, сложен преимущественно карбонатными породами. Он благоприятен с точки зрения условий осадконакопления и возможности образования залежей углеводородов.

В разрезе отсутствуют отложения нижнего девона. Отложения среднедевонского возраста со стратиграфическим несогласием залегают на вендских. Отсутствуют породы кембрийского, ордовикского и силурийского возрастов.

Радаевские отложения несогласно залегают на размытой кровле турнейских отложений (отсутствует косьвинский горизонт).

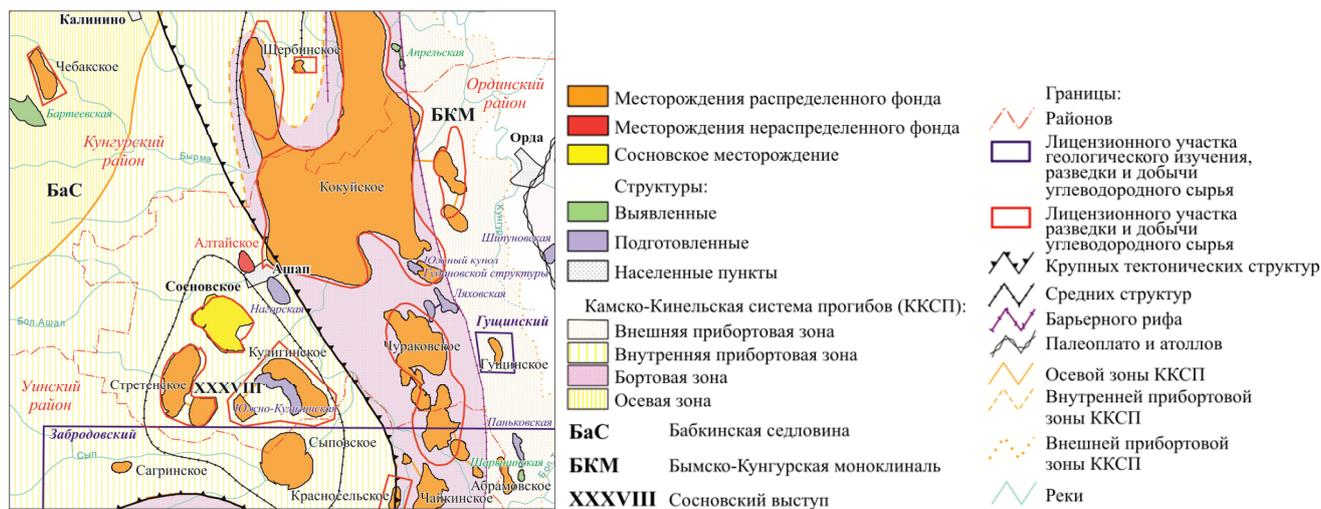


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты района работ

Мезозойские отложения отсутствуют в разрезе из-за большого перерыва в осадко-накоплении.

Четвертичные отложения распространены повсеместно и со стратиграфическим несогласием залегают на пермских отложениях.

Сосновское месторождение в тектоническом плане расположено на Бабкинской седловине в пределах Сосновского выступа, во внутренней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов.

По результатам бурения и испытаний скважин промышленная нефтегазоносность установлена в девонском терригенном (пласт D_0), верхне-девонско-турнейском карбонатном (пласт T_1), нижнесредневизейском терригенном (пласты T_{1a} , T_{12a} , T_{12b} , B_1), верхневизейско-башкирском карбонатном (пласт $B_ш$) и среднекаменноугольном терригенно-карбонатном (пласт V_3V_4) нефтегазоносных комплексах.

Исследуемый эксплуатационный объект – T_1 .

Краткая геолого-физическая характеристика объекта T_1 : песчаность – 0,37 доли ед., пористость – 0,13 доли ед., нефтенасыщенность – 0,83 доли ед., проницаемость (ГИС) – 0,068 мкм², расчлененность – 5 ед., давление насыщения газом – 12,11 МПа, текущее пластовое давление – 15,5 МПа. Средняя обводненность пласта составляет 57,6 % при отборе от начальных извлекаемых запасов – 10 %. По величине запасов

(5376 тыс. т) эксплуатационный объект T_1 занимает 1-е место среди других объектов Сосновского месторождения [5]. Месторождение находится на 3-й стадии разработки.

Так как средняя обводненность пласта составляет 57,6 % при отборе от начальных извлекаемых запасов 10 %, необходимо проанализировать систему ППД пласта T_1 .

Оценка влияния закачки воды в пласт на добычу нефти на примере турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения

Метод оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти для скважины 401. Для разработки метода оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти использованы данные по скв. 401 с августа 1993 г. по февраль 2016 г., т.е. за 259 месяцев ($n = 259$).

На основе этой информации оценим влияние объема месячной закачки воды в пласт $V_{H_2O}^M$ на месячную добычу нефти $V_{нефти}^M$.

Для разработки методики оценки использованы значения $V_{H_2O}^M$ по данным нагнетательных скважин, расположенных в разных зонах коллекторов. Будем считать, что закачка воды в данную скважину оказывает влияние на месячную добычу нефти в скважинах 400, 403–405, 474, 475. Изменение значений $V_{нефти}^M$ во времени t показано на рис. 2.

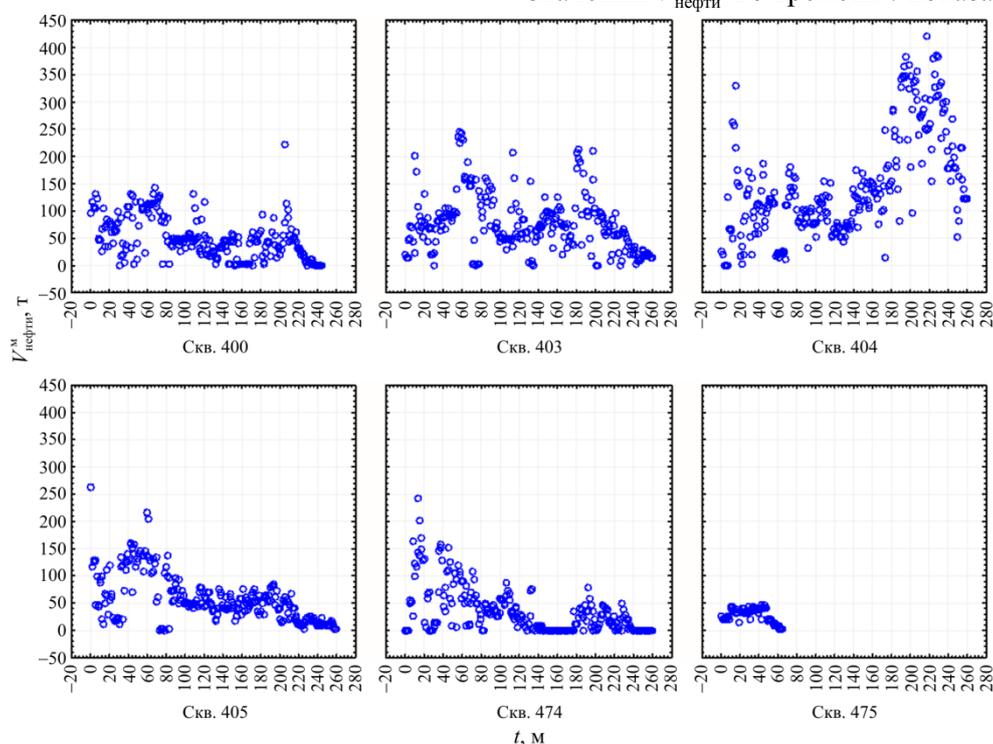


Рис. 2. Изменение значений $V_{нефти}^M$ во времени t по скважинам

Анализ рис. 2 показал, что значения $V_{\text{нефти}}^M$ по скважинам значительно отличаются.

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 424 показано на рис. 3.

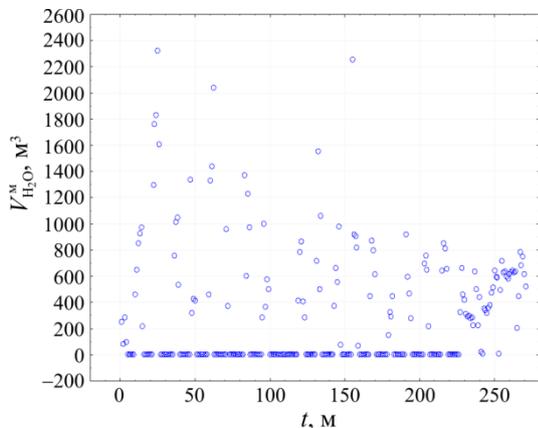


Рис. 3. Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 424

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ в зависимости от t имеет достаточно сложный вид.

Для сопоставления значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ по рассматриваемым двум вариантам влияния нагнетательных скважин построены корреляционные поля по добывающим скважинам, приведенные на рис. 4.

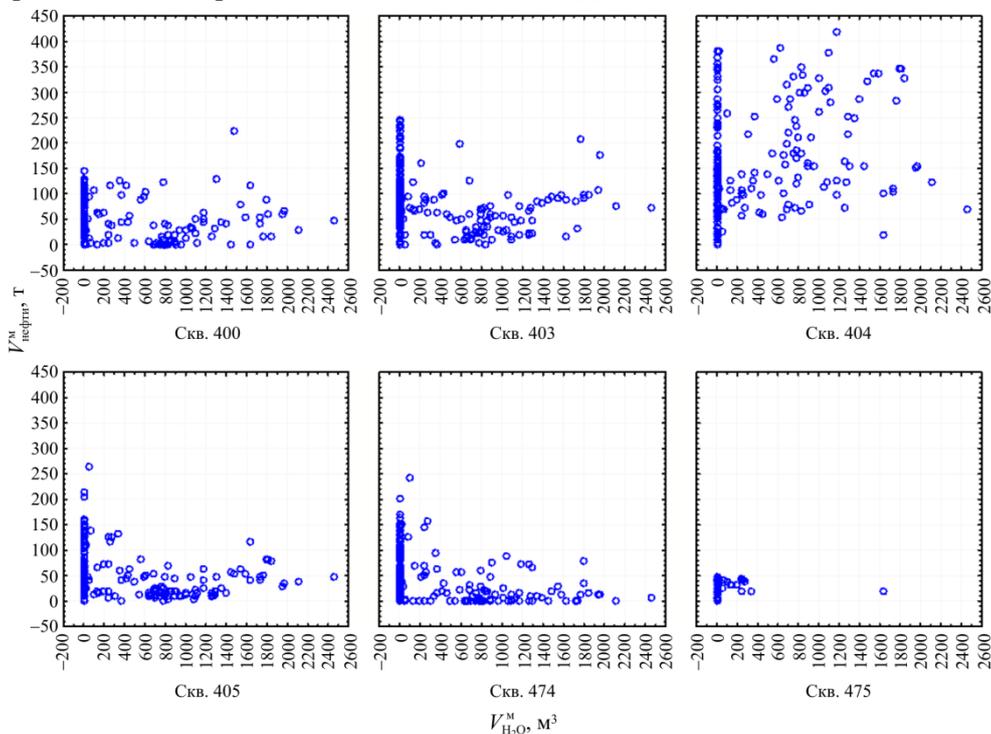


Рис. 4. Поле корреляции между $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$

Анализируя рис. 4, отметим что величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ между собой коррелируют слабо, т.е. характер влияния величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на значения $V_{\text{нефти}}^M$ статистически доказать невозможно. Докажем данное утверждение с помощью вычисления r и построения уравнений регрессии. В качестве зависимого признака будет выступать $V_{\text{нефти}}^M$ – добыча нефти за месяц, t , а в качестве независимого фактора – месячная закачка воды в пласт $V_{\text{H}_2\text{O}}^M, \text{ м}^3$.

В результате реализации данного метода вычислены значения r и построены уравнения регрессии по следующим вариантам:

- а) по информации для каждой скважины;
- б) по информации всех скважин.

Значения r и уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ по вышеприведенным вариантам приведены в табл. 1.

Анализ значений свободных и угловых членов уравнений регрессии, а также коэффициентов r показывает, что количественно оценить влияние $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на $V_{\text{нефти}}^M$ с помощью построенных уравнений регрессии не представляется возможным. Особенно это хорошо видно по очень низким значениям коэффициентов r .

Таблица 1

Свободный, угловой член и коэффициент корреляции уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ (верхняя строка), зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ (нижняя строка) для скв. 401

Скважина	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
400	$\frac{52,973}{5067,247}$	$\frac{-0,009}{0,142}$	$\frac{-0,126}{0,851}$
403	$\frac{83,907}{5796,922}$	$\frac{-0,018}{0,23}$	$\frac{-0,183}{0,897}$
404	$\frac{126,459}{4372,826}$	$\frac{0,062}{0,435}$	$\frac{0,349}{0,986}$
405	$\frac{67,508}{6100,174}$	$\frac{-0,026}{0,155}$	$\frac{-0,323}{0,841}$
474	$\frac{40,766}{4372,232}$	$\frac{-0,019}{0,077}$	$\frac{-0,237}{0,75}$
475	$\frac{28,31}{241,74}$	$\frac{-0,001}{0,612}$	$\frac{-0,016}{0,953}$
Все скважины	$\frac{71,603}{4701,201}$	$\frac{0,0005}{0,222}$	$\frac{0,0041}{0,749}$

Для оценки эффективности нагнетания воды в пласт предлагается использовать зависимости влияния накопленного объема закачки воды ($V_{\text{H}_2\text{O}}$) на накопленный объем добычи нефти ($V_{\text{нефти}}$) по информации за 259 месяцев.

Зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ для рассматриваемых скважин приведены на рис. 5.

Отсюда видно, что, в отличие от ранее приведенных графиков, на данных графиках при увеличении значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ величины $V_{\text{нефти}}$ повышаются, но градиенты повышения для всех скважин индивидуальны. Значения r и уравнения регрессии $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ приведены в табл. 1. Значения r по всем скважинам являются высокими и по критерию t статистически значимыми, что может свидетельствовать о реальном влиянии $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ по всем скважинам.

Анализ зависимостей $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$, приведенных на рис. 5, показывает, что в пределах графика во всех случаях визуально наблюдаются три участка, где соотношения между ними обладают на некотором диапазоне высокой степенью линейности. Для установления границ этих практически линейных участков, где влияние значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ условно однородно, будем использовать линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Варианты применения в научных исследованиях статистических методов анализа для решения аналогичных задач приведены в работах [6–23].

Построение линейной дискриминантной функции (ЛДФ) выполняется следующим

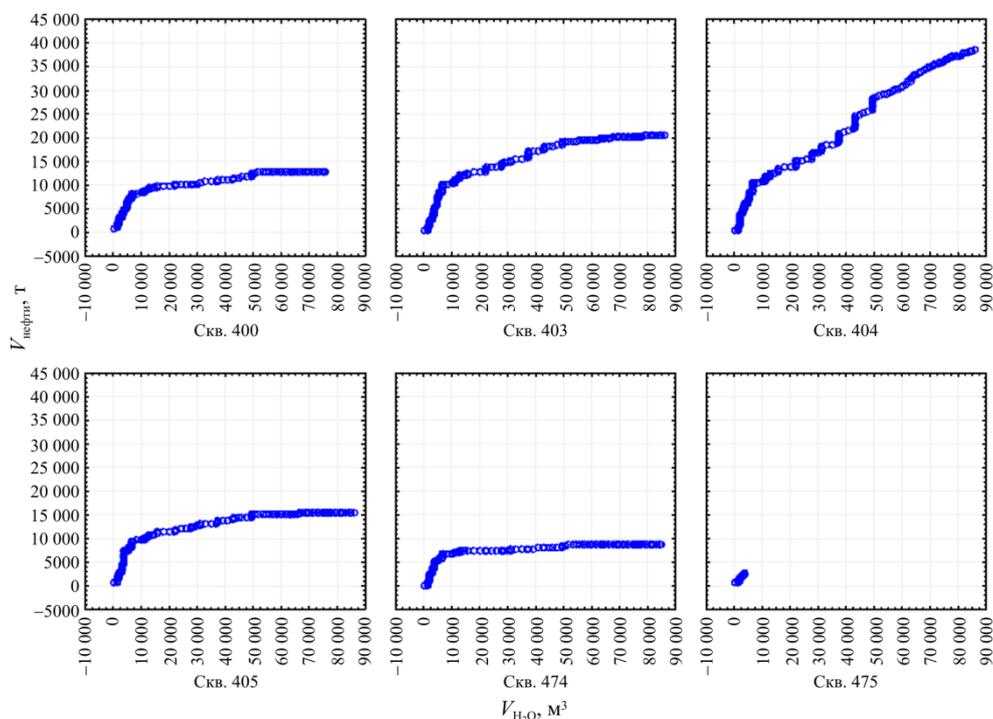


Рис. 5. Изменение значений $V_{\text{нефти}}$ в зависимости от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ по скважинам

образом. Если обозначить через X_{ij} значение переменной с номером i в точке наблюдения с номером j , взятой из выборки в пределах первого интервала соотношений между $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$, то в результате может быть получена матрица W_1 порядка m и n_1 результатов наблюдений над этой выборкой:

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n_1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn_1} \end{bmatrix}$$

Обозначив через X_{ij}^1 результат измерения переменной с номером i в точке с номером j , взятой из второго интервала соотношений, получим матрицу W_2 порядка $m \times n_2$:

$$W_2 = \begin{bmatrix} X_{11}^1 & X_{12}^1 & \dots & X_{1n_2}^1 \\ X_{21}^1 & X_{22}^1 & \dots & X_{2n_2}^1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1}^1 & X_{m2}^1 & \dots & X_{mn_2}^1 \end{bmatrix}$$

Обозначив через X_{ij}^2 результат измерения переменной с номером i в точке с номером j , взятой из выборки третьего интервала соотношений, получим матрицу W_3 порядка $m \times n_3$:

$$W_3 = \begin{bmatrix} X_{11}^2 & X_{12}^2 & \dots & X_{1n_3}^2 \\ X_{21}^2 & X_{22}^2 & \dots & X_{2n_3}^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1}^2 & X_{m2}^2 & \dots & X_{mn_3}^2 \end{bmatrix}$$

где m – число показателей; n_1, n_2, n_3 – объем выборок.

Для построения ЛДФ составляются матрицы центрированных сумм квадратов и смещенных произведений, по ним вычисляется выборочная матрица.

Далее для определения коэффициентов линейной дискриминантной функции находится обратная выборочная ковариационная матрица S .

Затем вычисляют граничные значения дискриминантных функций (R_0), которые делят выборку на три подмножества [24–27].

По ним вычисляются линейные дискриминантные функции, определяется процент правильного распознавания до тех пор, пока вся выборка полностью не

разделится на три непересекающиеся класса [28–31]. Пример построения линейной дискриминантной функции приведем по скв. 400 и 401:

$$Z_1 = 0,000478 V_{\text{H}_2\text{O}} - 0,003641 V_{\text{нефти}} + 9,87395$$

при $R = 0,928, \chi^2 = 692,49, p = 0,000000$.

$$Z_2 = -0,0003 V_{\text{H}_2\text{O}} + 0,00064 V_{\text{нефти}} - 2,22779$$

при $R = 0,655, \chi^2 = 143,18, p = 0,000000$,

где $V_{\text{нефти}}$ – объем накопленной нефти, т ($Q_{\text{н}}$ накопленная, т), $V_{\text{H}_2\text{O}}$ – накопленная закачка ($Q_{\text{зак}}$ накопленная, м³). Первая граница имеет $V_{\text{H}_2\text{O}} = 5084$ м³, вторая – 43 277 м³.

Используя эти границы, построили уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ (табл. 2). По остальным скважинам также построены ЛДФ, с помощью которых определены границы классов по зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$, в пределах которых построены уравнения регрессии (см. табл. 2) [32–36].

Таблица 2

Оценка влияния $V_{\text{H}_2\text{O}}$ в нагнетательной скв. 401 на $V_{\text{нефти}}$ по добывающим скв. 400, 403–405, 474, 475

Интервал значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$, м ³	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
Скв. 400			
0–5084	174,805	1,066	0,951
5084–43 277	7008,907	0,113	0,914
Более 43 277	10 673,574	0,034	0,819
Скв. 403			
0–5084	–990,09	1,380	0,956
5084–58 426	7835,362	0,228	0,973
Более 58 426	17 682,610	0,034	0,978
Скв. 404			
0–3942	–1524,131	1,897	0,899
3942–43 277	6267,128	0,373	0,976
Более 43 277	9846,542	0,349	0,989
Скв. 405			
0–3942	–850,407	1,521	0,956
3942–57 535	7821,541	0,153	0,950
Более 57 535	14 066,0569	0,019	0,992
Скв. 474			
0–3942	–1193,225	1,388	0,874
3942–50 735	5666,771	0,064	0,833
Более 50 735	8123,062	0,011	0,891
Скв. 475			
0–1780	–3351,323	2,584	0,754
1780–3107	535,3272	0,545	0,967
Более 3107	1519,468	0,272	0,654

Отсюда видно, что влияние V_{H_2O} на $V_{нефти}$ скв. 401 на выделенных диапазонах отличается. Отметим, что для всех скважин минимальное влияние наблюдается в третьем диапазоне (минимальный угловой член), максимальное – в первом.

Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной закачки на третьем диапазоне представлена на рис. 6.

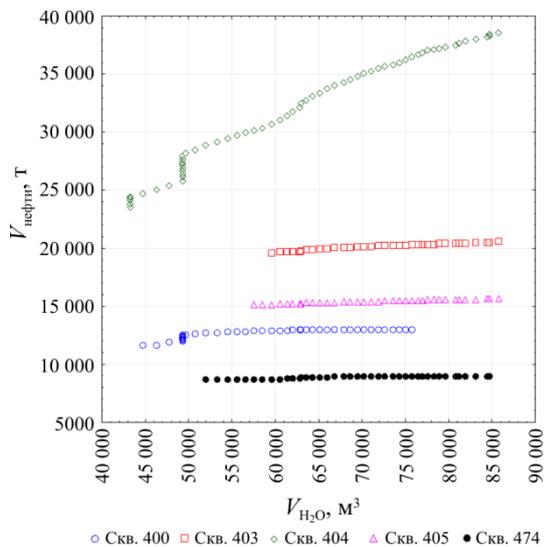


Рис. 6. Изменение значений $V_{нефти}$ в зависимости от V_{H_2O} на третьем диапазоне

Уравнения регрессии между нагнетательной скв. 401 и добывающими скважинами:

$$\text{скв. 400: } V_{нефти} = 10673,574 + 0,0338 V_{H_2O};$$

$$\text{скв. 403: } V_{нефти} = 17682,6099 + 0,034 V_{H_2O};$$

$$\text{скв. 404: } V_{нефти} = 9846,5421 + 0,3493 V_{H_2O};$$

$$\text{скв. 405: } V_{нефти} = 14066,0569 + 0,0188 V_{H_2O};$$

$$\text{скв. 474: } V_{нефти} = 8123,0623 + 0,0107 V_{H_2O}.$$

Анализируя полученный график и уравнения регрессии, можно сказать, что наибольший угловой коэффициент наблюдается у скважины 404 (0,3493), наименьший – у скважины 474 (0,0107). У остальных скважин угловой коэффициент изменяется от 0,0188 до 0,034.

Метод оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти для скважины 407. Для разработки метода оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти использованы данные по скв. 407 с июля 1993 по июнь 2015 г., т.е. за 264 месяца ($n = 264$).

На основе этой информации оценили влияние объема месячной закачки воды в пласт $V_{H_2O}^M$ на месячную добычу нефти $V_{нефти}^M$.

Для разработки методики оценки использованы значения $V_{H_2O}^M$ по данным нагнетательных скважин, расположенных в разных зонах коллекторов. Будем считать, что закачка воды в данную скважину оказывает влияние на месячную добычу нефти в скважинах 403, 405, 474, 475, 478. Изменение значений $V_{нефти}^M$ во времени t показано на рис. 7.

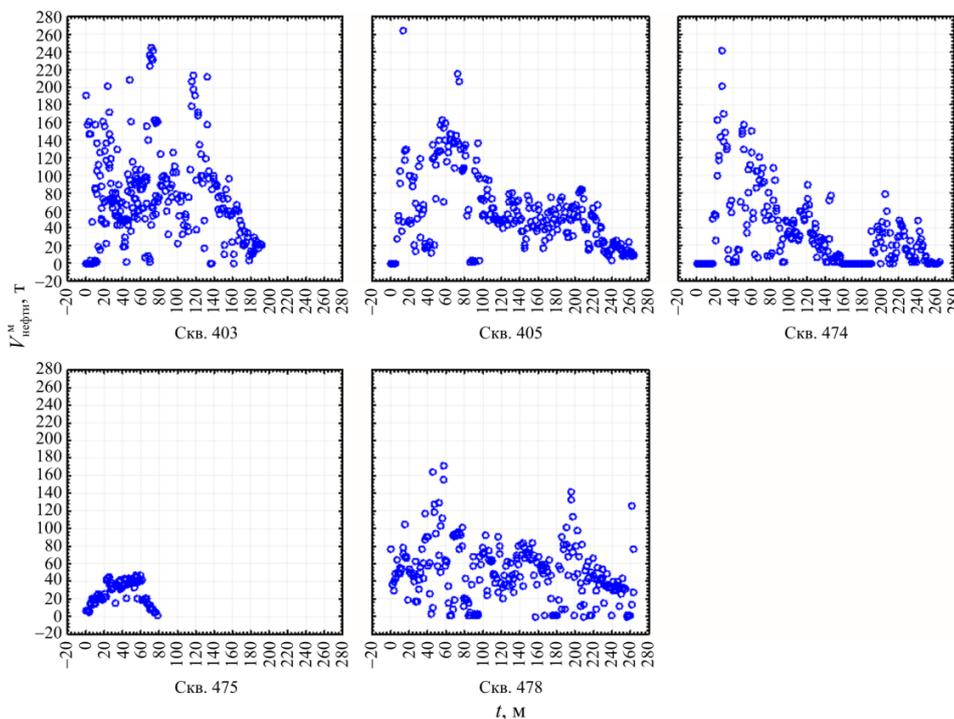


Рис. 7. Изменение значений $V_{нефти}^M$ во времени t по скважинам

Отсюда видно, что значения $V_{\text{нефти}}^M$ по скважинам значительно отличаются.

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 407 показано на рис. 8.

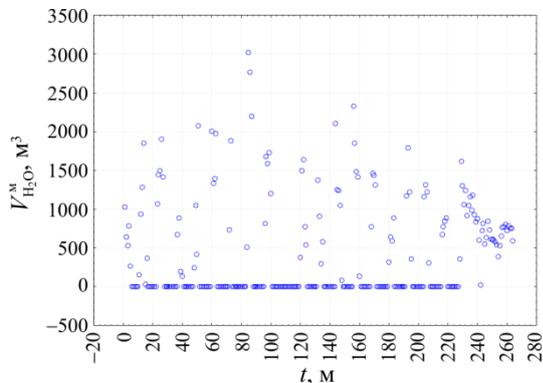


Рис. 8. Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 407

В соответствии с рис. 8 зависимость значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ от t имеет достаточно сложный вид.

Для сопоставления значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ по рассматриваемым двум вариантам влияния нагнетательных скважин построены корреляционные поля по добывающим скважинам (рис. 9).

Величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ коррелируют между собой слабо, т.е. влияние величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на значения $V_{\text{нефти}}^M$ статистически доказать невозможно. Докажем данное утверждение с помощью вычисления r и построения уравнений регрессии. В качестве зависимого признака выступает $V_{\text{нефти}}^M$ – добыча нефти за месяц, т, а в качестве независимого фактора – месячная закачка воды в пласт $V_{\text{H}_2\text{O}}^M, \text{ м}^3$.

В результате реализации данного метода вычислены значения r и построены уравнения регрессии по следующим вариантам:

- а) по данным для каждой скважины;
- б) по данным всех скважин.

Значения r и уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ по вышеприведенным вариантам приведены в табл. 3.

Анализ значений свободных и угловых членов уравнений регрессии, а также коэффициентов r показывает, что количественно оценить влияние $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на $V_{\text{нефти}}^M$ с помощью построенных уравнений регрессии не представляется возможным. Особенно это хорошо видно по очень низким значениям коэффициентов r .

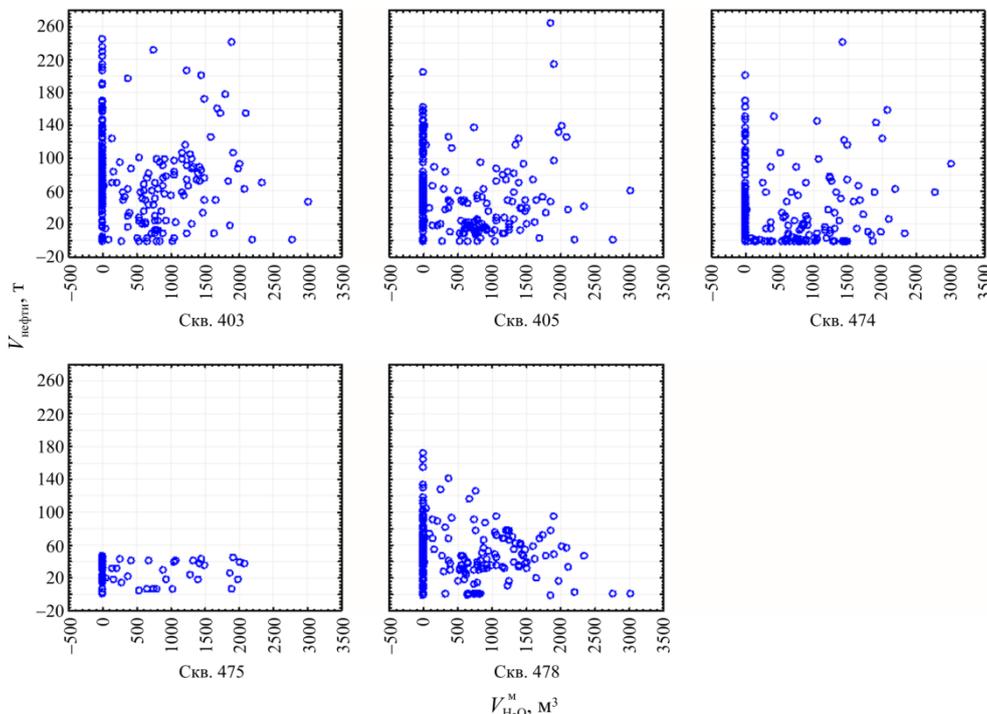


Рис. 9. Поле корреляции между $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$

Таблица 3

Свободный, угловой член и коэффициент корреляции уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ (верхняя строка), зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ (нижняя строка) для скв. 407

Скважина	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
403	$\frac{79,540}{-534,195}$	$\frac{-0,005}{0,210}$	$\frac{-0,063}{0,990}$
405	$\frac{62,82}{1060,251}$	$\frac{-0,009}{0,1539}$	$\frac{-0,128}{0,974}$
474	$\frac{31,497}{1414,276}$	$\frac{0,005}{0,084}$	$\frac{0,081}{0,930}$
475	$\frac{24,855}{379,986}$	$\frac{0,003}{0,079}$	$\frac{0,131}{0,978}$
478	$\frac{54,048}{2296,74}$	$\frac{0,008}{0,127}$	$\frac{-0,153}{0,990}$
Все скважины	$\frac{54,647}{741,962}$	$\frac{0,004}{0,148}$	$\frac{-0,048}{0,888}$

Для оценки эффективности нагнетания воды в пласт предлагается использовать зависимости влияния накопленного объема закачки воды ($V_{\text{H}_2\text{O}}$) на накопленный объем добычи нефти ($V_{\text{нефти}}$) по информации за 264 месяца. Зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ для рассматриваемых скважин приведены на рис. 10.

Анализ информации на рис. 10, позволил установить, что, в отличие от ранее

приведенных графиков, на данных графиках при увеличении значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ величины $V_{\text{нефти}}$ повышаются, но градиенты повышения для всех скважин индивидуальны. Значения r и уравнения регрессии $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ приведены в табл. 4. Значения r по всем скважинам являются высокими и по критерию t статистически значимыми, что может свидетельствовать о реальном влиянии $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ по всем скважинам.

Анализ зависимостей $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$, приведенных на рис. 10, показывает, что в пределах графика во всех случаях визуально наблюдаются три участка, где соотношения между ними обладают на некотором диапазоне высокой степенью линейности. Для установления границ этих практически линейных участков, где влияние значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ условно однородно, будем использовать линейный дискриминантный анализ [37–41].

Пример построения линейной дискриминантной функции приведем по скв. 403 и 407:

$$Z_1 = -0,000146V_{\text{H}_2\text{O}} - 0,001917V_{\text{нефти}} + 9,669477$$

$$\text{при } R = 0,943, \chi^2 = 643,21, p = 0,000000;$$

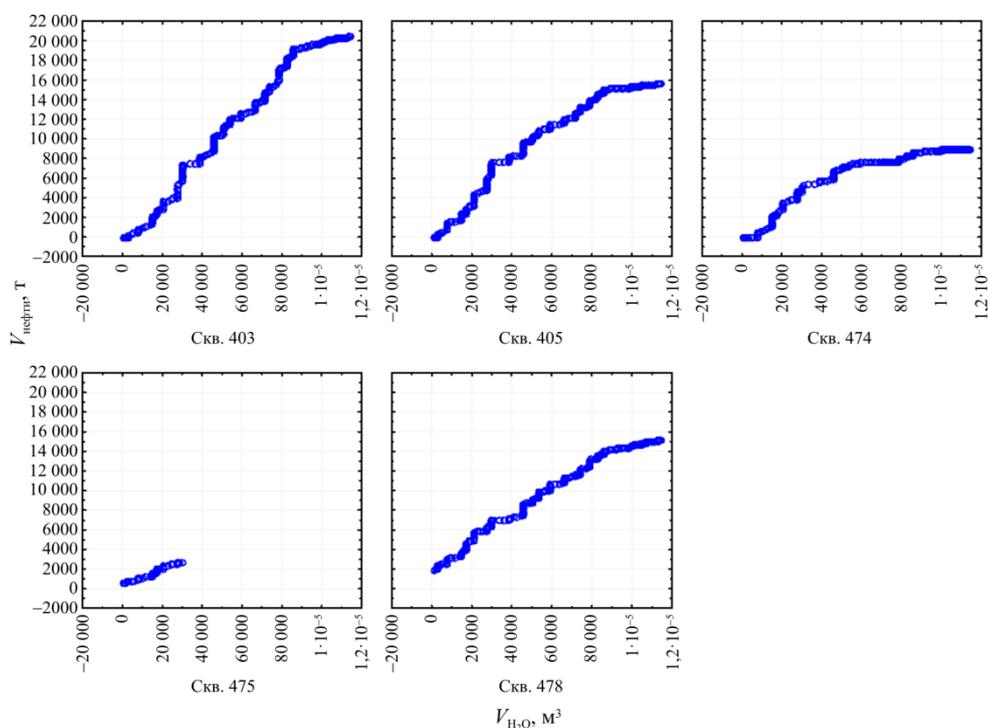


Рис. 10. Изменение значений $V_{\text{нефти}}$ в зависимости от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ по скважинам

$$Z_2 = -0,00024V_{H_2O} + 0,0018V_{нефти} - 3,54019$$

при $R = 0,338$, $\chi^2 = 31,74$, $p = 0,000000$, где $V_{нефти}$ – объем накопленной нефти, т (Q_n накопленная, т); V_{H_2O} – накопленная закачка ($Q_{зак}$ накопленная, м³).

По данным функциям были вычислены значения Z_1 и Z_2 , по ним определены границы классов по соотношению $V_{нефти}$ и V_{H_2O} .

Первая граница имеет значение $V_{H_2O} = 30\,187$ м³, вторая = $71\,595$ м³. Используя эти границы, построили уравнения регрессии зависимости $V_{нефти}$ от V_{H_2O} (см. табл. 4). По остальным скважинам также построены ЛДФ, с помощью которых определены границы классов по соотношению $V_{нефти}$ от V_{H_2O} и в пределах которых построены уравнения регрессии (см. табл. 4).

Таблица 4

Оценка влияния V_{H_2O} в нагнетательнойсква. 407 на $V_{нефти}$ по добывающим

сква. 403, 405, 474, 475, 478

Интервал значений V_{H_2O} , м ³	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
Сква. 403			
0–30 187	–839,435	0,191	0,978
30 187–71 595	991,844	0,189	0,980
Более 71 595	5703,416	0,139	0,911
Сква. 405			
0–27 569	–582,34	0,197	0,978
27 569–63 580	1752,795	0,161	0,976
Более 63 580	6764,785	0,085	0,918
Сква. 474			
0–20 873	–835,455	0,1745	0,956
20 873–68 849	1941,655	0,093	0,961
Более 68 849	4972,493	0,038	0,945
Сква. 475			
0–5630	567,945	0,045	0,858
5630–17 088	369,914	0,069	0,942
Более 17 088	913,695	0,059	0,957
Сква. 478			
0–17 088	1762,347	0,128	0,959
17 088–53 669	2861,668	0,117	0,972
Более 53 669	4788,573	0,098	0,966

Влияние V_{H_2O} на $V_{нефти}$ сква. 407 на выделенных диапазонах отличается. Отметим, что для скважин 403, 405, 474, 478 минимальное влияние наблюдается в третьем диапазоне (минимальный угловой член),

максимальное – в первом диапазоне. Для скв. 475 минимальное влияние наблюдается в первом диапазоне, максимальное – во втором.

График изменения значений $V_{нефти}$ в зависимости от значений V_{H_2O} на третьем диапазоне представлен на рис. 11.

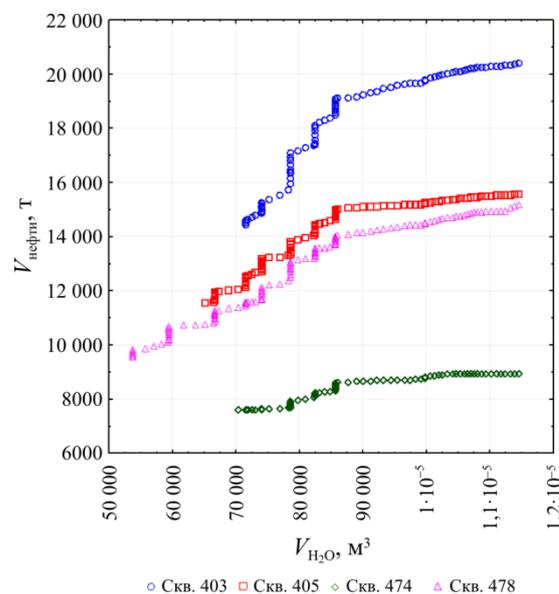


Рис. 11. Изменение значений $V_{нефти}$ в зависимости от V_{H_2O} на третьем диапазоне

Уравнения регрессии между нагнетательной сква. 407 и добывающими:

$$\text{сква. 403: } V_{нефти} = 5703,4162 + 0,139V_{H_2O};$$

$$\text{сква. 405: } V_{нефти} = 6764,7847 + 0,0845V_{H_2O};$$

$$\text{сква. 474: } V_{нефти} = 4972,4927 + 0,0377V_{H_2O};$$

$$\text{сква. 478: } V_{нефти} = 4788,5732 + 0,0977V_{H_2O}.$$

Анализируя полученный график и уравнения регрессии, можно сказать, что наибольший угловой коэффициент наблюдается у скв. 403 (0,139), наименьший – у скважины 474 (0,0377). У остальных скважин угловой коэффициент изменяется от 0,0845 до 0,0977.

Метод оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти для скважины 424. Для разработки метода оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти использована информация по скв. 424 с августа 1993 по февраль 2016 г., т.е. за 271 месяц ($n = 271$).

Используя этот материал, оценим влияние объема месячной закачки воды в пласт $V_{H_2O}^M$ на месячную добычу нефти $V_{нефти}^M$.

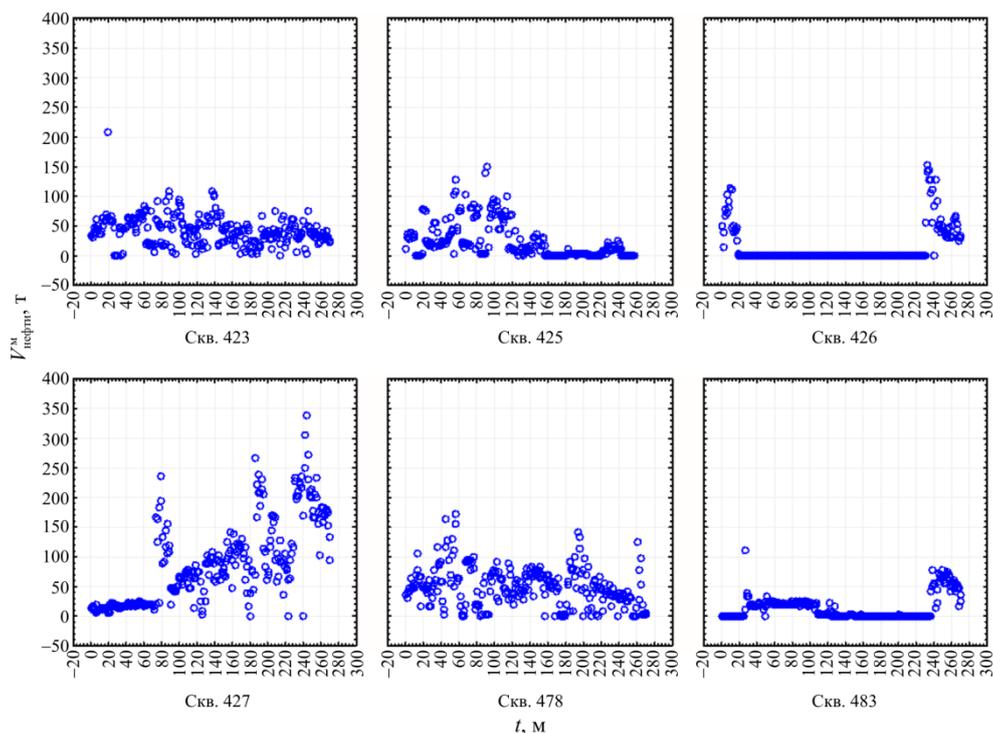


Рис. 12. Изменение значений $V_{\text{нефти}}^M$ во времени t по скважинам

Для разработки методики оценки использованы значения $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ по данным нагнетательных скважин, расположенных в разных зонах коллекторов. Будем считать, что закачка воды в данную скважину оказывает влияние на месячную добычу нефти в скважинах 210, 423, 425, 427, 478, 483.

Изменение значений $V_{\text{нефти}}^M$ во времени t показано на рис. 12.

Отсюда видно, что значения $V_{\text{нефти}}^M$, т, по скважинам значительно отличаются.

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 424 показано на рис. 13.

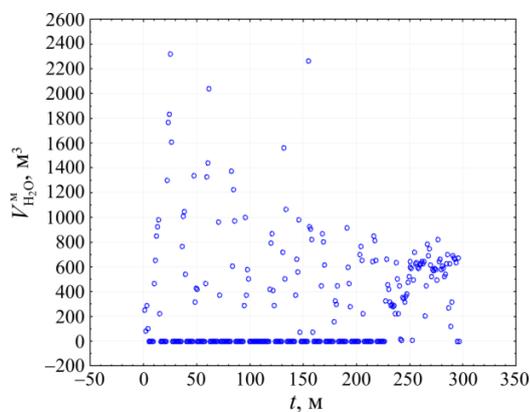


Рис. 13. Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 424

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ в зависимости от t имеет достаточно сложный вид.

Для сопоставления значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ по рассматриваемым двум вариантам влияния нагнетательных скважин построены корреляционные поля по добывающим скважинам (рис. 14).

Величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ коррелируют слабо, т.е. влияние $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на значения $V_{\text{нефти}}^M$ статистически доказать невозможно. Докажем данное утверждение с помощью вычисления r и построения уравнений регрессии. В качестве зависимого признака возьмем $V_{\text{нефти}}^M$ – добычу нефти за месяц, т, а в качестве независимого фактора – месячную закачку воды в пласт $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$, м^3 .

В результате реализации данного метода вычислены значения r и построены уравнения регрессии по следующим вариантам:

- по информации для каждой скважины;
- по информации всех скважин.

Значения r и уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ по вышеприведенным вариантам представлены в табл. 5.

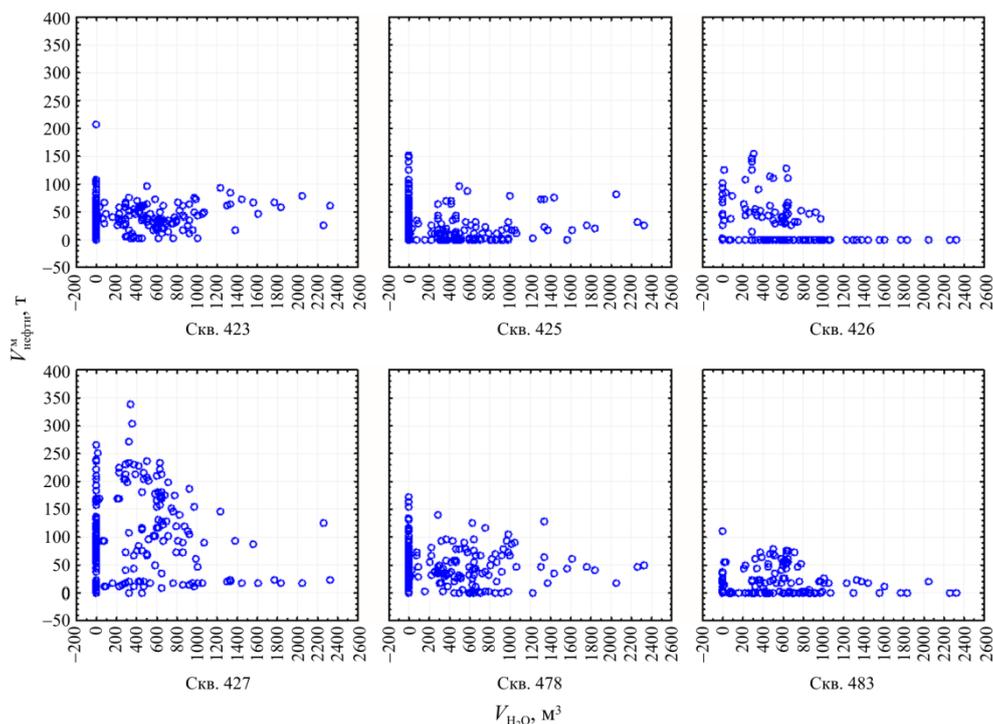


Рис. 14. Поле корреляции между $V_{H_2O}^M$ и $V_{нефти}^M$

Таблица 5

Свободный, угловой член и коэффициент корреляции уравнения регрессии зависимости $V_{нефти}^M$ от $V_{H_2O}^M$ (верхняя строка), зависимости $V_{нефти}$ от V_{H_2O} (нижняя строка) для скв. 424

Скважина	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
423	$\frac{41,059}{1514,586}$	$\frac{0,0026}{0,162}$	$\frac{0,046}{0,993}$
426	$\frac{12,186}{3257,244}$	$\frac{0,005}{0,023}$	$\frac{0,005}{0,681}$
483	$\frac{12,946}{643,638}$	$\frac{0,005}{0,042}$	$\frac{0,104}{0,941}$
427	$\frac{85,255}{-4321,115}$	$\frac{0,0128}{0,337}$	$\frac{0,079}{0,957}$
425	$\frac{24,601}{1110,278}$	$\frac{-0,005}{0,108}$	$\frac{-0,07}{0,937}$
478	$\frac{51,725}{1527,189}$	$\frac{-0,007}{0,199}$	$\frac{-0,092}{0,994}$
Все скважины	$\frac{38,205}{568,990}$	$\frac{0,003}{0,147}$	$\frac{0,0023}{0,642}$

Анализ значений свободных и угловых членов уравнений регрессии, а также коэффициентов r показывает, что количественно оценить влияние $V_{H_2O}^M$ на $V_{нефти}^M$ с помощью построенных уравнений регрессии невозможно. Особенно это хорошо видно по очень низким значениям коэффициентов r .

Для оценки эффективности нагнетания воды в пласт предлагается использовать

зависимости влияния накопленного объема закачки воды (V_{H_2O}) на накопленный объем добычи нефти ($V_{нефти}$) по данным за 271 месяц.

Зависимости $V_{нефти}$ от V_{H_2O} для рассматриваемых скважин приведены на рис. 15.

В отличие от ранее приведенных графиков, на рис. 15 при увеличении значений V_{H_2O} величины $V_{нефти}$ повышаются, но градиенты повышения для всех скважин индивидуальны. Значения r и уравнения регрессии $V_{нефти}$ от V_{H_2O} приведены в табл. 6. Значения r по всем скважинам являются высокими и по критерию t статистически значимыми, что может свидетельствовать о реальном влиянии V_{H_2O} на $V_{нефти}$ по всем скважинам.

Анализ зависимостей $V_{нефти}$ от V_{H_2O} , приведенных на рис. 15, показывает, что в пределах графика во всех случаях визуально наблюдаются три участка, где соотношения между ними обладают на некотором диапазоне высокой степенью линейности. Для установления границ этих практически линейных участков, где влияние значений V_{H_2O} на $V_{нефти}$ условно однородно, будем использовать линейный дискриминантный анализ.

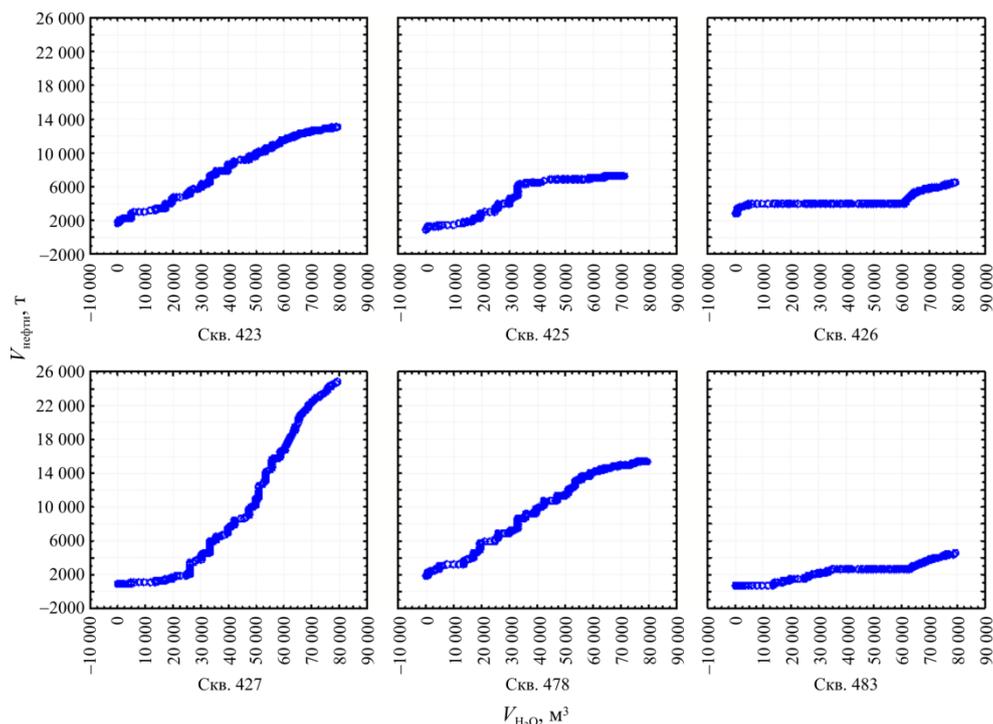


Рис. 15. Изменение значений $V_{нефти}$ в зависимости от значений V_{H_2O} по скважинам

Пример построения линейной дискриминантной функции приведем по скв. 423 и 424:

$$Z_1 = -0,000208 V_{H_2O} + 0,000728 V_{нефти} + 5,89479$$

при $R = 0,943, \chi^2 = 707,431, p = 0,000000$;

$$Z_2 = -0,0005 V_{H_2O} + 0,00285 V_{нефти} - 2,87433$$

при $R = 0,679, \chi^2 = 165,59, p = 0,000000$.

По данным функциям были вычислены значения Z_1 и Z_2 , по ним определены границы классов по соотношению $V_{нефти}$ и V_{H_2O} .

У первой границы $V_{H_2O} = 33\ 029\ м^3$, у второй – $71\ 261\ м^3$.

Используя эти границы, построили уравнения регрессии зависимости $V_{нефти}$ от V_{H_2O} . По остальным скважинам также построены ЛДФ, с помощью которых определены границы классов по соотношению $V_{нефти}$ и V_{H_2O} и в пределах которых построены уравнения регрессии (табл. 6).

Влияние V_{H_2O} на $V_{нефти}$ скв. 424 на выделенных диапазонах отличается. Отметим, что минимальное влияние наблюдается в первом диапазоне для скв. 427 и 483, в третьем диапазоне для скв. 423, 425 и 478, во втором –

Таблица 6

Оценка влияния V_{H_2O} в нагнетательной скв. 424 на $V_{нефти}$ по добывающим скв. 423, 425, 426, 427, 478, 483

Интервал значений $V_{H_2O}, м^3$	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
Сква. 423			
0–33 029	1670,640	0,142	0,983
33 029–71 261	2232,123	0,152	0,995
Более 71 261	8735,536	0,055	0,997
Сква. 425			
0–30 293	730,656	0,102	0,949
30 293–49 389	2333,654	0,101	0,828
Более 49 389	5763,419	0,0213	0,961
Сква. 426			
0–722	2627,573	0,730	0,612
722–63 501	3850,544	0,002	0,376
Более 63 501	-609,562	0,09	0,979
Сква. 427			
0–13 643	881,735	0,026	0,968
13 643–53 500	-4865,397	0,31	0,984
Более 53 500	-10 613,584	0,462	0,991
Сква. 478			
0–22 736	1947,028	0,149	0,941
22 736–69 281	973,125	0,215	0,993
Более 69 281	10 638,89	0,06	0,942
Сква. 483			
0–24 779	492,676	0,041	0,933
24 779–68 189	1661,532	0,02	0,806
Более 68 189	-2481,698	0,09	0,992

для скв. 426 (минимальный угловой член). Максимальное влияние наблюдается в первом диапазоне для скв. 425 и 426, во втором – для скв. 423 и 478, в третьем – для скв. 427 и 483 (максимальный угловой член).

График изменения значений $V_{\text{нефти}}$ от значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на третьем диапазоне представлен на рис. 16.

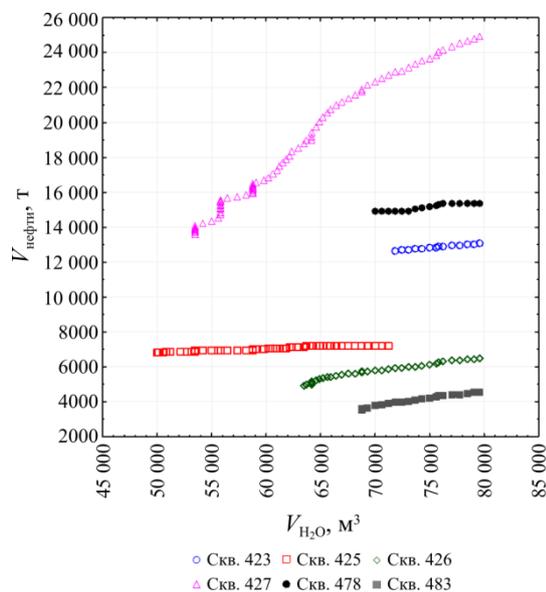


Рис. 16. Изменение значений $V_{\text{нефти}}$ в зависимости от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на третьем диапазоне

Уравнения регрессии между нагнетательной скв. 424 и добывающими:

$$\begin{aligned} \text{скв. 423: } V_{\text{нефти}} &= 8735,5356 + 0,0545 V_{\text{H}_2\text{O}}; \\ \text{скв. 425: } V_{\text{нефти}} &= 5763,4186 + 0,0213 V_{\text{H}_2\text{O}}; \\ \text{скв. 426: } V_{\text{нефти}} &= -609,5622 + 0,0905 V_{\text{H}_2\text{O}}; \\ \text{скв. 427: } V_{\text{нефти}} &= -10\,613,5839 + 0,4615 V_{\text{H}_2\text{O}}; \\ \text{скв. 478: } V_{\text{нефти}} &= 10\,638,8898 + 0,0604 V_{\text{H}_2\text{O}}; \\ \text{скв. 483: } V_{\text{нефти}} &= -2481,6977 + 0,0891 V_{\text{H}_2\text{O}}. \end{aligned}$$

Анализируя полученный график и уравнения регрессии, можно сказать, что наибольший угловой коэффициент наблюдается у скв. 427 (0,4615), наименьший – у скв. 425 (0,0213). У остальных скважин угловой коэффициент изменяется от 0,0545 до 0,0905.

Метод оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти для скважины 472. Для разработки метода оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти использованы данные по скв. 472. с июля 1993 по февраль 2015 г., т.е. за 260 месяцев ($n = 260$).

С использованием данной информации оценили влияние объема месячной закачки воды в пласт $V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{M}}$ на месячную добычу нефти $V_{\text{нефти}}^{\text{M}}$.

Для разработки методики оценки использованы значения $V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{M}}$ по данным нагнетательных скважин, расположенных в разных зонах коллекторов. Будем считать, что закачка воды в данную скважину оказывает влияние на месячную добычу нефти в скв. 403–405, 474, 475, 477, 478. Изменение значений $V_{\text{нефти}}^{\text{M}}$ во времени t показано на рис. 17.

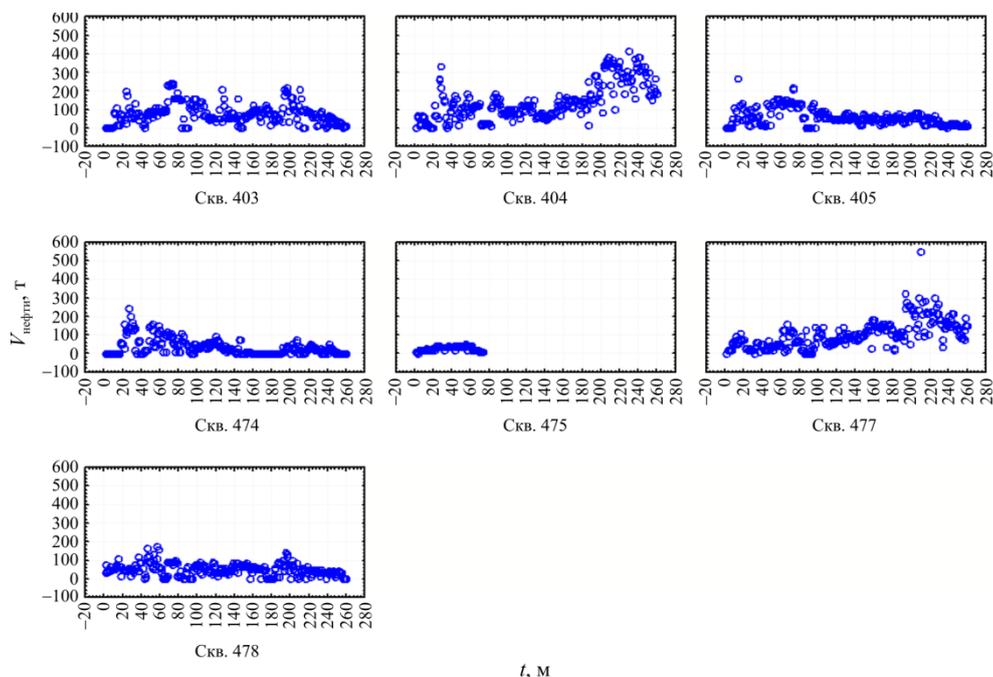


Рис. 17. Изменение значений $V_{\text{нефти}}^{\text{M}}$ во времени t по скважинам

Анализ рис. 17 позволяет утверждать, что значения $V_{\text{нефти}}^M$ по скважинам значительно отличаются.

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 424 показано на рис. 18.

Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ в зависимости от t имеет достаточно сложный вид.

Для сопоставления значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ по рассматриваемым двум вариантам влияния нагнетательных скважин построены корреляционные поля по добывающим скважинам (рис. 19).

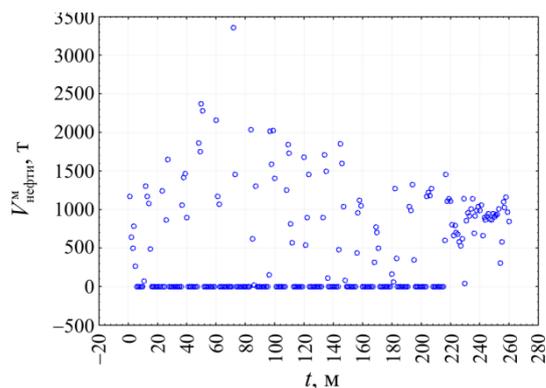


Рис. 18. Изменение значений $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ во времени по скв. 472

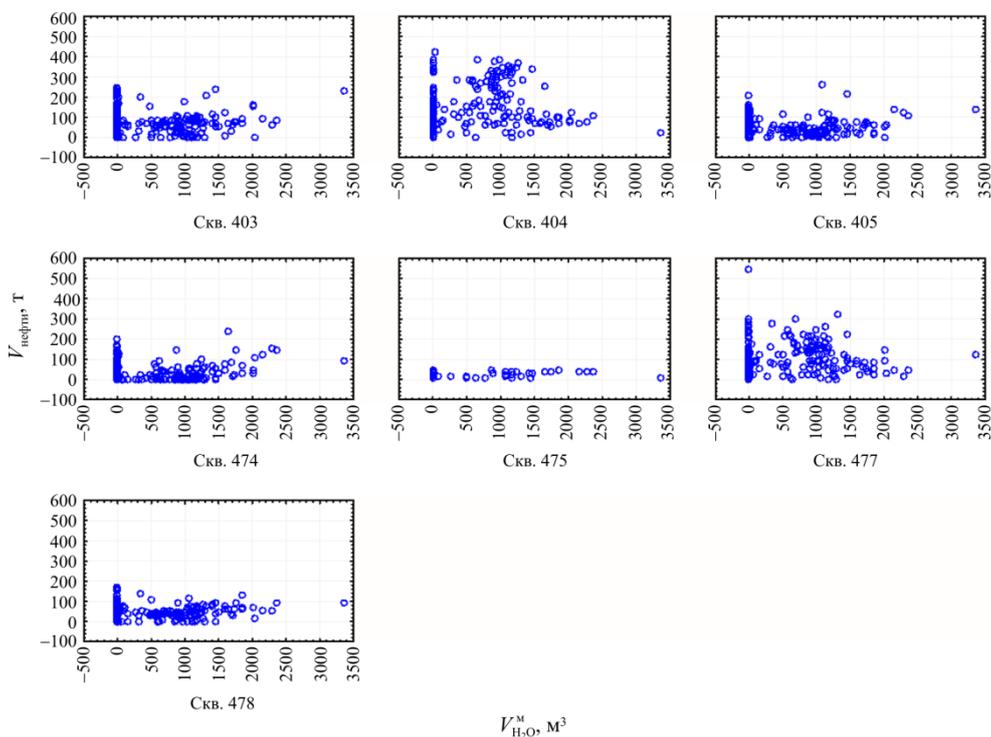


Рис. 19. Поле корреляции между $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$

Величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ и $V_{\text{нефти}}^M$ коррелируют слабо, т.е. влияние величины $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на значения $V_{\text{нефти}}^M$ статистически доказать невозможно. Докажем данное утверждение с помощью вычисления r и построения уравнений регрессии. В качестве зависимого признака возьмем $V_{\text{нефти}}^M$, в качестве независимого фактора – $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$.

В результате реализации данного метода вычислены значения r и построены уравнения регрессии по следующим вариантам:

- а) по информации для каждой скважины;
- б) по информации всех скважин.

Значения r и уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ по вышеприведенным вариантам представлены в табл. 7.

Анализ значений свободных и угловых членов уравнений регрессии, а также коэффициентов r показывает, что количественно оценить влияние $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на $V_{\text{нефти}}^M$ с помощью построенных уравнений регрессии невозможно. Особенно это хорошо видно по очень низким значениям коэффициентов r .

Для оценки эффективности нагнетания воды в пласт предлагается использовать зависимости

Таблица 7

Свободный, угловой член и коэффициент корреляции уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ (верхняя строка), зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ (нижняя строка) для скв. 472

Скважина	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
403	$\frac{81,348}{-519,835}$	$\frac{0,007}{0,204}$	$\frac{-0,083}{0,988}$
404	$\frac{129,69}{-3658,375}$	$\frac{0,026}{0,315}$	$\frac{0,167}{0,974}$
405	$\frac{64,540}{1023,096}$	$\frac{-0,011}{0,151}$	$\frac{-0,151}{0,974}$
474	$\frac{29,808}{1345,355}$	$\frac{0,01}{0,083}$	$\frac{0,146}{0,938}$
475	$\frac{26,884}{501,645}$	$\frac{0,001}{0,071}$	$\frac{0,066}{0,988}$
477	$\frac{100,175}{-3635,677}$	$\frac{0,006}{0,246}$	$\frac{0,046}{0,964}$
478	$\frac{50,446}{2306,813}$	$\frac{-0,00006}{0,124}$	$\frac{-0,001}{0,988}$
Все скважины	$\frac{54,647}{741,962}$	$\frac{-0,004}{0,148}$	$\frac{-0,048}{0,888}$

влияния накопленного объема закачки воды ($V_{\text{H}_2\text{O}}$) на накопленный объем добычи нефти ($V_{\text{нефти}}$) по данным за 260 месяцев. Зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ для рассматриваемых скважин приведены на рис. 20.

В отличие от ранее приведенных графиков, на рис. 20 при увеличении значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$

величины $V_{\text{нефти}}$ повышаются, но градиенты повышения для всех скважин индивидуальны. Значения r и уравнения регрессии $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ приведены в табл. 8. Значения r по всем скважинам являются высокими и по критерию t статистически значимыми, что может свидетельствовать о реальном влиянии $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ по всем скважинам.

Анализ зависимостей $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$, приведенных на рис. 20, показывает, что в пределах графика во всех случаях визуально наблюдаются три участка, где соотношения между ними обладают на некотором диапазоне высокой степенью линейности. Для установления границ этих практически линейных участков, где влияние значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ условно однородно, будем использовать линейный дискриминантный анализ.

Пример построения линейной дискриминантной функции приведем по скв. 403 и 472:

$$Z_1 = -0,00023 V_{\text{H}_2\text{O}} + 0,000941 V_{\text{нефти}} + 3,899984$$

$$\text{при } R = 0,942, \chi^2 = 760,4577, p = 0,000000;$$

$$Z_2 = 0,000174 V_{\text{H}_2\text{O}} - 0,001254 V_{\text{нефти}} + 2,145452$$

$$\text{при } R = 0,732, \chi^2 = 196,9258, p = 0,000000.$$

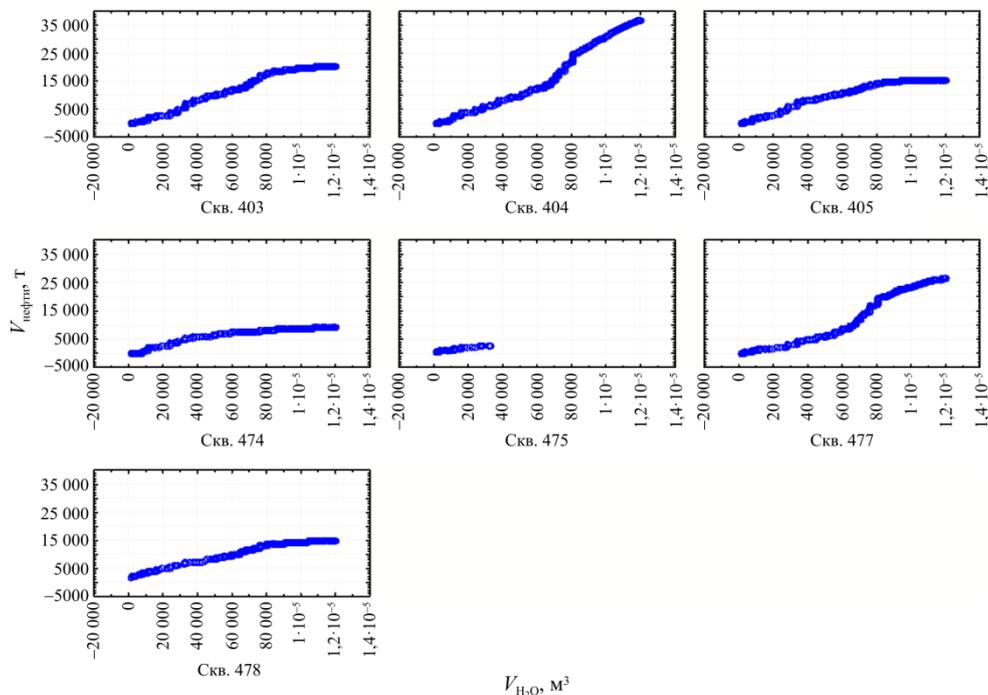


Рис. 20. Изменение значений $V_{\text{нефти}}$ в зависимости от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ по скважинам

По данным функциям были вычислены значения Z_1 и Z_2 , по ним определены границы классов по соотношению $V_{\text{нефти}}$ и $V_{\text{H}_2\text{O}}$.

Первая граница имеет $V_{\text{H}_2\text{O}} = 33\ 029\ \text{м}^3$, вторая – $64\ 893\ \text{м}^3$. Используя информацию, построили уравнения регрессии зависимости $V_{\text{нефти}}$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ (табл. 8). По остальным скважинам также построены ЛДФ, с помощью которых определены границы классов по соотношению $V_{\text{нефти}}$ и $V_{\text{H}_2\text{O}}$ и в пределах которых построены уравнения регрессии.

Влияние $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $V_{\text{нефти}}$ скв. 424 на выделенных диапазонах отличается. Отметим, что минимальное влияние для скв. 403, 405, 474, 475 и 478 наблюдается в третьем диапазоне (минимальный угловой член), максимальное – во втором. Для скв. 404 минимальное влияние наблюдается в первом диапазоне, максимальное – в третьем. Для скв. 477 влияние максимально во втором диапазоне, минимально – в первом.

График изменения значений $V_{\text{нефти}}$ от значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на третьем диапазоне представлен на рис. 21.

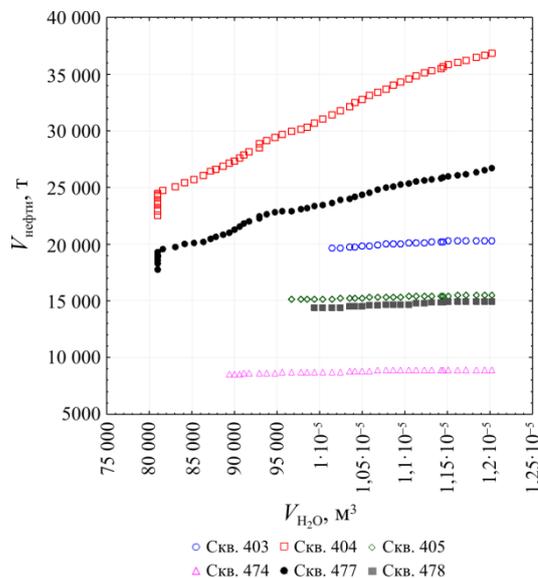


Рис. 21. Изменение значений $V_{\text{нефти}}$ в зависимости от $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на третьем диапазоне

Таблица 8

Оценка влияния $V_{\text{H}_2\text{O}}$ в нагнетательной скв. 472 на $V_{\text{нефти}}$ по добывающим скв. 403–405, 474, 475, 477, 478

Интервал значений $V_{\text{H}_2\text{O}}, \text{м}^3$	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции r
Скв. 403			
0–45932	–1087,158	0,221	0,980
45 932–100 403	–2016,843	0,232	0,979
Более 100 403	16 070,244	0,036	0,973
Скв. 404			
0–39 673	–581,660	0,215	0,989
39 673–80 967	–7428,683	0,339	0,957
Более 80 967	–3801,333	0,346	0,995
Скв. 405			
0–45 932	–609,042	0,212	0,988
45 932–95 653	1784,522	0,150	0,985
Более 95 653	13 354,822	0,018	0,994
Скв. 474			
0–41 258	–571,296	0,162	0,987
41 258–88 637	3863,416	0,053	0,956
Более 88 637	7274,674	0,015	0,967
Скв. 475			
0–11 236	491,402	0,064	0,963
11 236–19 679	602,126	0,072	0,939
Более 19 679	723,364	0,062	0,894
Скв. 477			
0–68 288	–859,575	0,149	0,981
68 288–80 967	–24 166,504	0,522	0,969
Более 80 967	2835,772	0,204	0,986
Скв. 478			
0–39 673	1785,563	0,145	0,996
39 673–98 498	1065,275	0,146	0,984
Более 98 498	11 398,578	0,03	0,985

Уравнения регрессии между нагнетательной скв. 472 и добывающими:

$$\text{скв. 403: } V_{\text{нефти}} = 16\,070,2439 + 0,0359 V_{\text{H}_2\text{O}};$$

$$\text{скв. 404: } V_{\text{нефти}} = -3801,3332 + 0,3456 V_{\text{H}_2\text{O}};$$

$$\text{скв. 405: } V_{\text{нефти}} = 13\,354,8221 + 0,0182 V_{\text{H}_2\text{O}};$$

$$\text{скв. 474: } V_{\text{нефти}} = 7274,674 + 0,0146 V_{\text{H}_2\text{O}};$$

$$\text{скв. 477: } V_{\text{нефти}} = 2835,7721 + 0,2035 V_{\text{H}_2\text{O}};$$

$$\text{скв. 478: } V_{\text{нефти}} = 11398,5776 + 0,03 V_{\text{H}_2\text{O}}.$$

Анализируя полученный график и уравнения регрессии, можно сказать, что наибольший угловой коэффициент наблюдается у скв. 404 (0,3456), наименьший – у скв. 474 (0,0146). У остальных скважин угловой коэффициент изменяется от 0,0182 до 0,2035.

В результате проведенного исследования можно сформулировать следующие рекомендации для оптимизации добычи нефти из пласта Т₁ Сосновского месторождения.

Со скважинами добывающего фонда за 1997–2014 гг. проведено 13 геолого-технических мероприятий. Лидирующей по объему внедрения является технология перестрела пласта с последующей обработкой призабойной зоны пласта кислотным составом КСПЭО (четыре геолого-технических мероприятия, средний начальный прирост составил 4,9 т/сут при удельной дополнительной добыче 2529,6 т). Также проведено одно геолого-техническое мероприятие по технологии ГАВ (начальный

прирост составил 5,0 т/сут при удельной дополнительной добыче 1286,9 т).

Наилучшей эффективностью с точки зрения удельной дополнительной добычи нефти на скважину (5 010,9 т) обладает технология радиального бурения. В связи с этим ее рекомендуют для оптимизации добычи нефти.

По результатам анализа графиков изменения значений $V_{\text{нефти}}$ в зависимости от значений $V_{\text{H}_2\text{O}}$ на третьем диапазоне для скв. 404, 427 и 477 рекомендуется продолжать работать в таком же режиме. Для скважин, на которые закачка воды в пласт оказывает незначительное влияние (403, 405, 423, 426, 478 и 483), рекомендуется радиальное бурение. Скв. 400, 425 и 474 по состоянию на 2016 г. ликвидированы, так как в них обводненность близка к 100 %.

Выводы

Таким образом, на основании статистического анализа была обоснована оценка влияния закачки воды на добычу нефти на примере турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения. Результаты исследования показали, что представленный в статье анализ можно применять для оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти, обоснования проведения геолого-технологических мероприятий и выявления гидродинамической связи. Данный метод оценки в дальнейшем необходимо применить на других объектах разработки.

Библиографический список

1. Зотиков В.И., Козлова И.А., Кривошеков С.Н. Геологические основы рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 169 с.
2. Альвард А.А. Анализ эффективности системы заводнения Волостновского нефтяного месторождения // Научно-технические проблемы добычи нефти в старом нефтедобывающем регионе. – 2007. – Вып. 119, ч. II. – С. 121–128.
3. Атанов Г.А., Боксерман А.А., Сургучев М.Л., Цынкова О.Э. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № I. – С. 46–49.
4. Захаров И.В. Создание метода определения слабодренлируемых и застойных зон нефтяных залежей и технологии вовлечения их в активную разработку: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2007. – 167 с.
5. Оперативный пересчет запасов углеводородного сырья Сосновского месторождения на основе геологической модели / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2012.
6. Sparse regression by projection and sparse discriminant analysis / Xin Qi, R. Luo, R.J. Carroll, Hongyu Zhao // Journal of Computational and Graphical Statistics. – 2015. – 24(2). – P. 416–438.
7. Урбах В.Ю. Дискриминантный анализ и его применение в биологической систематике и медицинской диагностике // Применение математических методов в биологии. – Л., 1964. – Вып. 3. – С. 67–87.
8. Кравцов Б.А., Милютин Л.И. Возможности применения многомерной классификации при изучении популяций древесных растений // Пространственно-временная структура лесных биогеоценозов. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 47–65.
9. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М., 1968. – 408 с.
10. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 16–25.

11. Statsoft: электрон. учеб. по статистике [Электронный ресурс]. – URL: <http://statsoft.ru/home/textbook/default.htm> (дата обращения: 01.08.2018).
12. Галкин В.И., Мерсон М.Э., Галкин С.В. О возможностях прогнозирования нефтегазоносных отложений юга Прикаспийской впадины вероятностно-статистическими методами // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 1999. – № 1. – С. 33–41.
13. Денисов С.В., Исмагилов Р.Н., Сидельников К.А. Результаты применения метода последовательного прогнозирования вероятностей для дискриминантного анализа сложных моделей пласта // Известия Тульского государственного университета. Естественные науки. – 2009. – 1. – С. 211–216.
14. Мандрик И.Э. О статистических зависимостях доказанных разбуренных неразрабатываемых запасов с количеством запланированных мероприятий // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2004. – № 5. – С. 41–45.
15. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий) / сост. И.М. Михалевич, С.П. Примина: учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2006. – Ч. III. – 115 с.
16. Галкин В.И., Бармин П.М. Применение статистического анализа для оценки влияния поддержания пластового давления на эффективность разработки турнейской залежи Опалихинского нефтяного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2000. – № 3. – С. 54–59.
17. Поротников А.В., Попов М.П., Горбунова Н.П. Применение линейного дискриминантного анализа для автоматического определения происхождения изумруда по данным рентгенофлюоресцентного анализа // Труды института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. – Екатеринбург, 2013. – С. 353–355.
18. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis // Pattern Recognition Letters. – 2017. – Vol 100. – P. 131–136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
19. Кожакин С.В. Статистическое исследование нефтеотдачи месторождений Урало-Поволжья, находящихся в поздней стадии разработки // Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 7. – С. 6–11.
20. Wang Jing. Functional principal component analysis for discretely observed functional data and sparse Fisher's discriminant analysis with thresholded linear constraints, 2016 [Электронный ресурс]. – URL: https://scholarworks.gsu.edu/math_diss/35 (дата обращения: 01.08.2018).
21. Каган Е.С., Морозова И.С. Изучение факторов оптимизации познавательной деятельности студентов с помощью методов кластерного и дискриминантного анализов // Сибирская психология сегодня. – Кемерово: Кузбассвузиздат, 2002. – С. 36–41.
22. Гиниятуллин К.Г., Валева А.А., Смирнова Е.В. Использование кластерного и дискриминантного анализов для диагностики литологической неоднородности почвообразующей породы по гранулометрическому составу. – М.: Наука, 2017. – С. 946–953.
23. Fisher R.A. The precision of discriminant functions // Annals of Eugenics. – 1940. – 10. – P. 422–429.
24. Cooley W.W., Lohnes P.R. Multivariate data analysis. – New York, John Wiley and Sons, Inc., 1971. – 364 p.
25. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 7–15.
26. Anderson T.W. An introduction to multivariate statistical analysis. – New York, John Wiley and Sons, Inc., 1958. – 374 p.
27. Andrewartha H.G., Birch L.C. The distribution and abundance of animals. – Chicago: Univ. Press, 1954. – 782 p.
28. T. Cacoullos. Discriminant analysis and applications. – London: Academic press, Inc., 1972. – 434 p.
29. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ / Дж.О. Ким, Ч.У. Мьюллер, У.Р. Клекка [и др.]. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 215 с.
30. Андерсен Т. Введение в многомерный статистический анализ. – М.: Физматгиз, 1963. – 500 с.
31. Friedman J. Regularized discriminant analysis // Journal of the American Statistical Association. – 1989. – 84. – P. 165–175.
32. Morrison D.F. Applied statistical methods. – Prentice-Hall, Inc, Engle-wood Cliffs, 1983. – 562 p.
33. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of high-dimensional microarray data // Computational Statistics and Data Analysis. – 2009. – 53. – P. 1674–1687.
34. Yong Wang, Jian-Bin Xie, Yi Wu. Orthogonal discriminant analysis revisited // Pattern Recognition Letters. – 2016. – Vol. 84. – P. 149–155. DOI: 10.1016/j.patrec.2016.09.010
35. Боровиков В.П. Statistica для студентов и инженеров. – М.: КомпьютерПресс, 2001. – 301 с.
36. Гмурман В.С. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
37. Айвазян С.А., Степанов В.С. Инструменты статистического анализа данных // Мир ПК. – 1997. – № 8.
38. Machine learning. Neural and statistical classification / Ed. D. Michie [et al.]. – Ellis Horwood, Chichester, 1994. – 304 p.
39. Li C.C. Introduction to experimental statistics. – New York: McGraw-Hill, Inc, 1964. – 460 p.
40. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. – 3rd ed. – John Wiley & Sons, 2002.
41. Михалевич И.М., Алферова М.А., Рожкова Н.Ю. Основы прикладной статистики: в 3 т. – Иркутск: Изд-во Гос. ин-та усовершенствования врачей, 2008. – Т. 3. – 92 с.

References

1. Zotikov V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N. Geologicheskie osnovy ratsionalnoy razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geological basis for the rational development of oil and gas fields]. Perm, Izdatelstvo permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2012, 169 p.
2. Alvard A.A. Analiz effektivnosti sistemy zavodneniya vo-lostnovskogo neftyanogo mestorozhdeniya [Analysis of the effectiveness of the water flooding system of the Volostnovsky oil field]. *Nauchno-tehnicheskie problemy dobychi nefti v starom neftedobyvayushchem regione*, 2007, iss.119, part II, pp.121-128.
3. Atanov G.A., Bokserman A.A., Surguchev M.L., Tsynkova O.E. K opredeleniyu effektivnosti tsiklicheskogo zavodneniya neodnorodnykh neftyanykh plastov [To determine the effectiveness of cyclic flooding of heterogeneous oil reservoirs]. *Oil industry*, 1973, no.1, pp.46-49.
4. Zakharov I.V. Sozdanie metoda opredeleniya slabodreniruemykh i zastoynykh zon neftyanykh zalezhey i tekhnologii вовлечения их в активную разработку [Development of a method for determining low-drainage and stagnant zones of oil deposits and the technology of their involvement in active development]. Ph. D. thesis. Moscow, 2007, 167 p.
5. Operativnyy pereschet zapasov uglevodorodnogo syrya Sosnovskogo mestorozhdeniya na osnove geologicheskoy modeli [Express recalculation of hydrocarbon reserves of the Sosnovskoye field based on the geological model]. Perm, Filial OOO "LUKOYL-Inzhiniring" "PermNIPIneft" v g. Permi, 2012.
6. Xin Qi, Ruiyan Luo, Carroll R.J., Hongyu Zhao. Sparse regression by projection and sparse discriminant analysis. *Journal of Computational and Graphical Statistics*, 2015, 24(2), pp.416-438.
7. Urbakh V.Yu. Diskriminantnyy analiz i ego primeneniye v biologicheskoy sistematike i meditsinskoy diagnostike [Discriminant analysis and its application in biological systematics and medical diagnostics]. *Primeneniye matematicheskikh metodov v biologii*. Leningrad, 1964, iss.3, pp.67-87
8. Kravtsov B.A., Milyutin L.I. Vozmozhnosti primeneniya mnogomernoy klassifikatsii pri izuchenii populyatsiy drevesnykh rasteniy [Ways to use multidimensional classification in studying populations of woody plants]. *Prostranstvenno-vremennaya struktura lesnykh biogeotsenozov*. Novosibirsk, Nauka, 1981, pp.47-65.
9. Materon Zh. Osnovy prikladnoy geostatistiki [Basics of applied geostatistics]. Moscow, 1968, 408 p.
10. Sosnin N.E. Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous devonian sediments of North Tatar arch). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, no.5, pp.16-25.
11. Statsoft, available at: <http://statsoft.ru/home/textbook/default.htm> (accessed 01 July 2018).
12. Galkin V.I., Merson M.E., Galkin S.V. On the possibility of forecasting petroliferous deposits of south caspian basin with probabilistic and statistical methods. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 1999, no.1, pp.33-41.
13. Denisov S.V., Ismagilov R.N., Sidelnikov K.A. Rezultaty primeneniya metoda posledovatel'nogo prognozirovaniya veroyatnostey dlya diskriminantnogo analiza slozhnykh modeley plasta [Application of sequential predictive probability method to discriminate between simple reservoir models]. *Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Estestvennye nauki*, 2009, 1, pp.211-216.
14. Mandrik I.E. On the statistical dependence between proved drilled-out undeveloped reserves and planned activities. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2004, no.5, pp.41-45.
15. Mikhalevich I.M., Primina S.P. Primeneniye matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoy informatsii (s ispolzovaniem kompyuternykh tekhnologiy) [The use of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology)]. Irkutsk, Irkutskiy gosudarstvennyy universitet, 2006, part III, 115 p.
16. Galkin V.I., Barmin P.M. Statistical analysis application for impact assessment of reservoir pressure maintenance to development efficiency of tournasian deposit Opalinskoye oil field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2000, no.3, pp.54-59.
17. Porotnikov A.V., Popov M.P., Gorbunova N.P. Primeneniye lineynogo diskriminantnogo analiza dlya avtomaticheskogo opredeleniya proiskhozhdeniya izumruda po dannym rentgenoflyuorestscentnogo analiza [The use of linear discriminant analysis to automatically determine the origin of emerald according to x-ray fluorescence analysis]. *Trudy instituta geologii i geokhimii im. akademika A.N. Zavaritskogo*. Ekaterinburg, 2013, pp.353-355.
18. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis. *Pattern Recognition Letters*, 2017, vol 100, pp. 131-136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
19. Kozhakin S.V. Statisticheskoe issledovanie nefteotdachi mestorozhdeniy Uralo-Povolzhya, nakhodyashchikhsya v pozdney stadii razrabotki [Statistical study of oil recovery in the Ural-Volga fields, which are at the late stage of development]. *Oilfield engineering*, 1972, no.7, pp.6-11.
20. Wang Jing. Functional principal component analysis for discretely observed functional data and sparse Fisher's discriminant analysis with thresholded linear constraints, 2016, available at: https://scholarworks.gsu.edu/math_diss/35 (accessed 01 July 2018).
21. Kagan E.S., Morozova I.S. Izuchenie faktorov optimizatsii poznavatel'noy deyatel'nosti studentov s pomoshchyu metodov klaster'nogo i diskriminantnogo analizov [Studying the factors of optimization of students' cognitive activity using the methods of cluster and discriminant analyzes]. *Sibirskaya psikhologiya segodnya*. Kemerovo, Kuzbassvuzizdat, 2002, pp.36-41.
22. Giniyatullin K.G., Valeeva A.A., Smirnova E.V. Ispolzovanie klaster'nogo i diskriminantnogo analizov dlya diagnostiki litologicheskoy neodnorodnosti pochvoobrazuyushchey porody po granulometricheskomu sost [Application of cluster and discriminant analyzes to diagnose lithological heterogeneity of the parent material]

according to its particle-size distribution]. Moscow, Nauka, 2017, pp. 946-953.

23. Fisher R.A. The precision of discriminant functions. *Annals of Eugenics*, 1940, 10, pp.422-429.

24. Cooley W.W., Lohnes P.R. Multivariate data analysis. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1971, 364 p.

25. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Determination of potentially oil bearing areas by behavioral method by the example of Perm region (krai). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, no.4, pp.7-15.

26. Anderson T.W. An introduction to multivariate statistical analysis. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1958, 374 p.

27. Andrewartha H.G., Birch L.C. The distribution and abundance of animals. Chicago, Univ. Press, 1954, 782 p.

28. Cacoullos T. Discriminant analysis and applications. London, Academic press, 1972, 434 p.

29. Kim Dzh.O., Myuller Ch.U., Klekka U.R. et al. Faktornyy, diskriminantnyy i klasternyy analiz [Factorial, discriminant and cluster analysis]. Moscow, Finansy i statistika, 1989, 215 p.

30. Andersen T. Vvedenie v mnogomernyy statisticheskiy analiz [Introduction to multivariate statistical analysis]. Moscow, Fizmatgiz, 1963, 500 p.

31. Friedman J. Regularized discriminant analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 1989, 84, pp.165-175.

32. Morrison D.F. Applied statistical methods. Prentice-Hall, Inc, Engle-wood Cliffs, N.J., 1983, 562 p.

33. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of high-dimensional microarray data. *Computational Statistics and Data Analysis*, 2009, 53, pp.1674-1687.

34. Yong Wang, Jian-Bin Xie, Yi Wu. Orthogonal discriminant analysis revisited. *Pattern Recognition Letters*, 2016, vol. 84, pp.149-155. DOI: 10.1016/j.patrec.2016.09.010

35. Borovikov V.P. Statistika dlya studentov i inzhenerov [Statistica for students and engineers]. Moscow, KompyuterPress, 2001, 301 p.

36. Gmurman V.S. Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika [Theory of Probability and Mathematical Statistics]. Moscow, Vysshaya shkola, 1972, 368 p.

37. Ayvazyan S.A., Stepanov V.S. Instrumenty statisticheskogo analiza dannykh [Statistical data analysis tools]. Mir PK, 1997, no.8.

38. Machine learning, neural and statistical classification. Ed. D. Mitchie et al. Ellis Horwood, Chichester, UK, 1994, 304 p.

39. Li C.C. Introduction to experimental statistics. McGraw-Hill, Inc., New York, 1964, 460 p.

40. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. 3rd ed. John Wiley & Sons, 2002.

41. Mikhalevich I.M., Alferova M.A., Rozhkova N.Yu. Osnovy prikladnoy statistiki [Basics of Applied Statistics]. Irkutsk, Izdatelstvo gosudarstvennogo instituta usovershenstvovaniya vrachey, 2008, vol.3, p.92.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Фадеев А.П. Разработка методики оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти на примере турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №2. – С.157–177. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.6

Please cite this article in English as:

Fadeev A.P. A procedure for evaluation of the effect of water injection into a reservoir on oil production on example of Tournaisian deposits of the Sosnovskoe gas-oil field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.157-177. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.6