

# Разработка методики оценки эффективности заводнения (на примере пласта Т-Фм Озерного месторождения)

**Е.Д. Кузнецова**  
горный инженер, геолог  
ekt.kuznetsova@mail.ru

**В.И. Галкин**  
д. г.-м. наук, профессор

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет, Пермь, Россия

**В данной статье рассмотрены вопросы оценки эффективности заводнения в различных фациальных зонах на примере пласта Т-Фм Озерного месторождения Пермского края с помощью использования статистических методов. Для этого проанализировано влияние закачки рабочего агента в пласт на добычу нефти путем построения временных одномерных регрессионных моделей. Рассматриваемая методика позволяет оценить эффективность заводнения скважин с меньшими временными затратами.**

## Материалы и методы

Программа Statistica; для подтверждения полученных результатов построены карты по проницаемости в программе Surfer по данным ГИС для каждой скважины.

## Ключевые слова

фации, коэффициент корреляции, регрессия, заводнение, добыча нефти, Озерное месторождение

Для оценки эффективности заводнения многими авторами уже были рассмотрены различные методики:

- *Метод материального баланса*, в основе которого лежит закон сохранения массы. Уравнение МБ используется для определения потенциала добычи скважин и количества воды, поступающей от нагнетательных скважин, и оказывающей влияние на динамику добывающих [1, 2, 3];
- *Построение моделей линий тока*, для чего необходимо использование геолого-гидродинамической модели пласта [4];
- *Анализ результатов ГДИ*;
- *Анализ гидрохимических данных*, где путем оценки результатов промысловых гидрогеохимических исследований при эксплуатации нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления, можно оценить долю привлеченных для ППД вод в добываемой их смеси с пластовыми водами, оценить объёмные соотношения в закачиваемой в нагнетательные скважины смеси подтоварных и привлекаемых вод, а также значения условной относительной проводимости пласта и коэффициентов эффективности заводнения залежей на различные периоды их эксплуатации [5].

Предложенный в данной статье метод оценки эффективности заводнения путем построения временных одномерных регрессионных моделей не требует применения особых технических средств и денежных вложений. Он позволяет оценить эффективность заводнения в короткие сроки и основан только на фактических данных о накопленных значениях добычи нефти и закачки рабочего агента. Кроме того, получаемые по данной методике результаты не противоречат реальным данным и геологическим особенностям пласта.

В пределах объекта Т-Фм Озерного месторождения по результатам фациального анализа выделены: фация рифового гребня, зарифового мелководья и рифового склона [6, 7]. В данной статье исследуется процесс протекания заводнения в различных геологических условиях: зоне зарифового мелководья и рифового гребня. Исследование протекания заводнения в различных геологических условиях и его влияние на добычу нефти в этих зонах позволит показать, что с помощью построения определенных статистических моделей представляется возможным оценить степень влияния именно геологического строения на эффективность заводнения [8, 9].

По данным анализа, коллекторы фациальной зоны зарифового мелководья представлены преимущественно поровым типом, развитие трещиноватости и кавернозности носит подчиненный характер. Средняя проницаемость рассматриваемой зоны составляет: по результатам ГДИС — 20,0 мД; по зависимости керн-ГИС — 14,7 мД. Для отложений рифового гребня широко распространены трещиноватость и кавернозность.

Проницаемость рассматриваемых коллекторов составляет: по зависимости керн-ГИС — 3,7 мД; по результатам ГДИС начальный период разработки — 21,0 мД, текущая — 1,2 мД.

Процесс заводнения изучается в пределах двух очагов нагнетания: скв. 421 (зарифовое мелководье) и скв.425 (рифовый гребень). Чтобы с уверенностью можно было определить радиус влияния нагнетательной скважины (добывающие скважины, которые должны реагировать на закачку) необходимо проанализировать не только географическое положение скважин, но и схемы детальной корреляции. В данном случае установлено, что все добывающие скважины, которые рассмотрены в статье, вскрывают те же пропластки, что и нагнетательные скважины, а значит, при определенных условиях, добыча нефти в добывающих скважинах должна быть взаимосвязана с закачкой рабочего агента в нагнетательные скважины.

На первом этапе анализа были вычислены значения коэффициентов парной корреляции  $r$  между объемом месячной закачки воды в пласт  $Q_3^m$  и месячной добычи нефти  $Q_n^m$  [10]. Значения  $r$  во всех рассматриваемых вариантах являются статистически не значимыми при  $p=0,05$  [11].

Для построения корреляционных зависимостей и оценки их значимости использована программа STATISTICA.

Коэффициент корреляции  $r$  можно рассчитать по формуле:

$$r = \frac{\sum(x_i - x_{cp})(y_i - y_{cp})}{\sqrt{\sum(x_i - x_{cp})^2 \sum(y_i - y_{cp})^2}}$$

где  $x_i$  и  $y_i$  — соответственно  $i$ -ные значения переменных  $x$  и  $y$ , а  $x_{cp}$  и  $y_{cp}$  — средние арифметические значения для переменных  $x$  и  $y$ .

Значимость оценивается по достигаемому уровню значимости  $p$ , вероятности получения вычисленного значения критерия или его еще большего значения, если нулевая гипотеза верна. Иными словами,  $p$  - это вероятность отвергнуть нулевую гипотезу при условии, что она верна. Значение  $p$  в данной работе получается путем компьютерного анализа.

На рис. 1 приведен пример сопоставления значений  $Q_n^m$  от  $Q_3^m$  для добывающей скважины 439 и нагнетательной — 421, расположенной в зарифовом мелководье.

Отсюда видно, что оценить характер влияния  $Q_3^m$  на  $Q_n^m$  по данным скважинам не представляется возможным. Аналогичные результаты получены и по другим парам скважин. Поэтому предлагается оценить, как влияет на накопленную добычу нефти  $Q_n^m$  накопленная закачка воды  $Q_3^m$ . График зависимости  $Q_n^m$  от  $Q_3^m$  для добывающей скважины 439 и нагнетательной 421 представлен на рис. 2.

Отсюда видно, что для данной пары скважин при увеличении значений  $Q_3^m$  величины  $Q_n^m$  повышаются. Отметим, что динамика

повышения  $Q_n^m$  при увеличении значений  $Q_3^m$  различна. Для изучения наблюдаемой динамики построим временные одномерные регрессионные модели. Это позволит проследить последовательность изменения значений накопленной добычи нефти от накопленной закачки рабочего агента. Разработку методики проведем с использованием данных по всем месяцам. Всего было построено 156 уравнений регрессии для очага скважин 421 и 146 и 425. Количество построенных моделей достаточно близко, поэтому и сравнение полученных результатов возможно. Первое модель построена по данным 3 месяцев ( $n=3, Q_3^m(1-3)$ ), следующая – при  $n=4 (Q_3^m(1-4))$ , и так далее до  $n=156$  и  $n=146 (Q_3^m(1-156) \text{ и } Q_3^m(1-146))$  соответственно. Для этих вариантов вычислены значения  $r$ . Изменение значений  $r$  по очагу нагнетания скважины 421 по 8 добывающим скважинам приведены на рис. 3.

Отсюда видно, что в начальный период (с 01.02.2004 по 01.12.2004), по всем 8 скважинам наблюдается снижение значений  $r$ . Это, вероятно, свидетельствует о том, что пока не происходит влияния  $Q_3^m$  на  $Q_n^m$ . Далее значения  $r$  во всех случаях по данному очагу нагнетания повышаются (по времени до 01.11.2006), это показывает что влияние  $Q_3^m$  на  $Q_n^m$  во всех случаях начинает происходить. Далее во времени значения  $r$  меняется

индивидуально для всех 8 изучаемых скважин. Однако по ряду скважин изменения  $r$  на визуальном уровне достаточно близко. Такие близкие изменения прослеживаются по скважинам 40 и 420. Это позволяет предположить, что наблюдается аналогичный по эффективности процесс вытеснения нефти водой. По скважинам 423 и 422 значения  $r$  изменяются по близким друг к другу траекториям. До мая 2011 г. имеется закономерное снижение значений, затем происходит их увеличение.

Сопоставление графиков изменения значений  $r$  по скважинам 40, 420, 423 и 422 показывает, что в первом случае  $r$ , в основном, выше, чем во втором. Вероятно, это свидетельствует о большем влиянии процесса заводнения на скважинах 40, 420 по сравнению со скважинами 423, 422. Изменение значений коэффициента  $r$  по скважине 424 аналогично тем изменениям, которые получены по скважинам 422 и 423, но только несколько ниже. Для скважины 448 наблюдается закономерное снижение значений  $r$  во времени. Значения коэффициента  $r$  по скважине 439 наиболее низкие. Однако после сентября 2013 г. наблюдается некоторое увеличение. График изменения значений  $r$  по скважине 440 значительно отличается от всех ранее описанных вариантов. До июля 2012 г. коэффициент повышается, затем

наблюдается снижение, далее снова происходит повышение.

Изменение значений  $r$  по очагу нагнетания скв. 425 приведены на рис. 4.

Анализ изменения значений  $r$  по скважинам 426, 424, 423, 449, 450 и 50 показывает, что все они имеют индивидуальные виды. Общность изменений значений  $r$  наблюдается в одинаковых высоких значениях в период первого года нагнетания воды в пласт, далее во времени значения  $r$  для изучаемых скважин в данном очаге заводнения изменяются по индивидуальным траекториям. Отличительной особенностью очага нагнетания скв. 425 является то, что коэффициенты корреляции по всем скважинам в течение первого года работы близки к единице и практически не изменяются. Сразу же после непродолжительного начального периода начинается второй период, в течение которого поведение каждого графика изменения значений  $r$  принимает индивидуальный вид. Отметим, что значения  $r$  для скв. 426, 424, 423, 449 и 50 имеют близкий вид по форме: первоначально наблюдается уменьшение значений  $r$ , затем наблюдается их повышение, однако проявление этих циклов происходит в разное время. Для скважин 426 и 423 наблюдается отличное от распределений по другим скважинам изменение значений  $r$ , при этом в определенные временные диапазоны

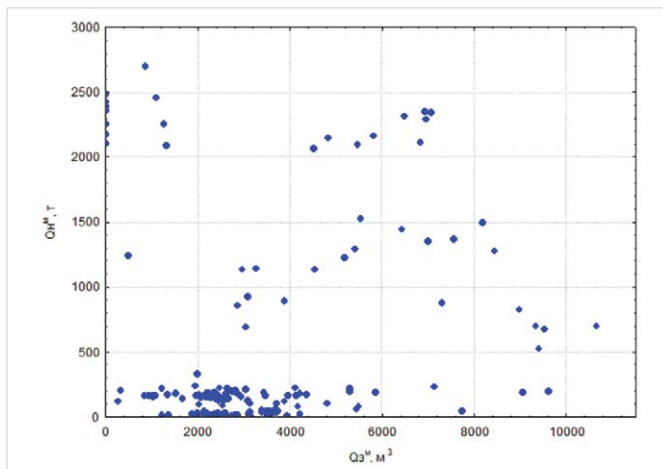


Рис. 1 — Поле корреляции между  $Q_n^m$  и  $Q_3^m$  по скважинам 439 и 421  
Fig. 1 —  $Q_n^m$  and  $Q_3^m$  correlation field for wells 439 and 421

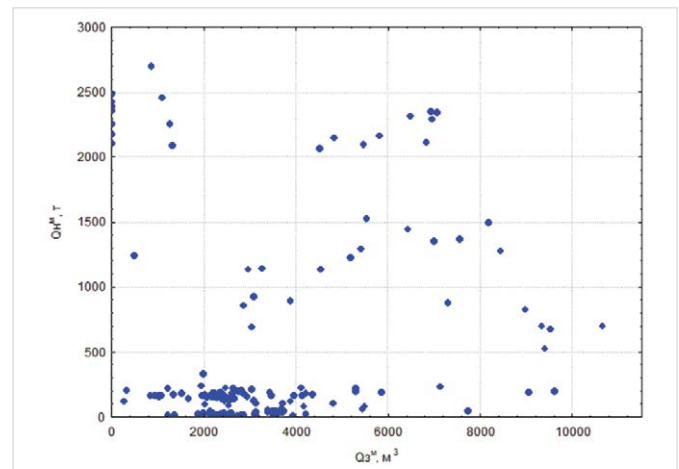


Рис. 2 — Поле корреляции между  $Q_n^m$  и  $Q_3^m$  по скважинам 439 и 421 соответственно  
Fig. 2 —  $Q_n^m$  and  $Q_3^m$  correlation field for wells 439 and 421

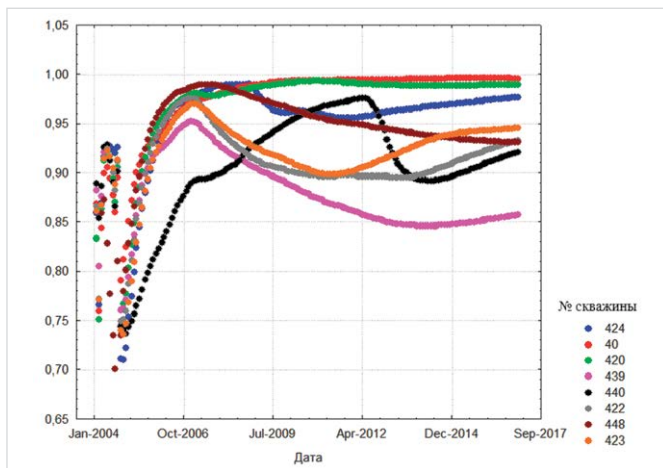


Рис. 3 — Изменение значений коэффициента  $r$  во времени по добывающим скважинам в очаге нагнетания скважины 421  
Fig. 3 — Time change of  $r$  ratio value by producing wells in well 421 injection point

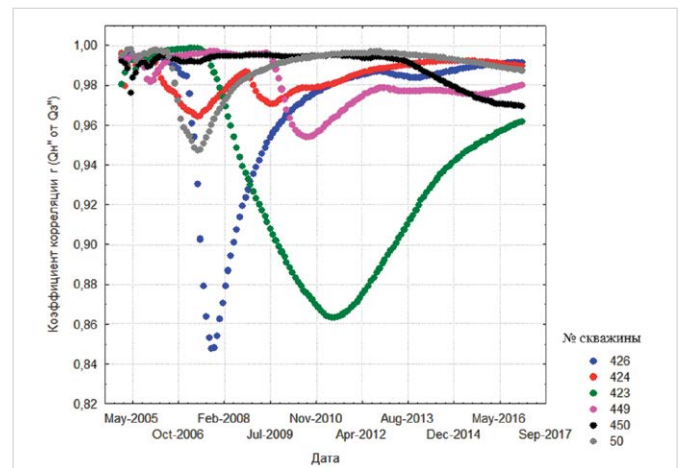


Рис. 4 — Изменение значений коэффициента  $r$  во времени по добывающим скважинам в очаге нагнетания скв. 425  
Fig. 4 — Time change of  $r$  ratio value by producing wells in well 425 injection point

имеются самые минимальные значения коэффициента корреляции (0,84-0,86).

Таким образом, построенные распределения значений  $r$  по нагнетательным скважинам 421 и 425 показывают, что они значительно различаются между собой. Для фациальной зоны зарифового мелководья характерно поэтапное формирование процесса заводнения. Характер вытеснения устанавливается для всех скважин одновременно примерно через 2 года после ввода в работу нагнетательной скважины. Вероятно, данный факт обусловлен более однородным коллектором для этой фациальной зоны. В фациальной зоне рифового гребня процесс заводнения происходит неравномерно, однако скважины начинают реагировать на закачку сразу же после ввода в работу нагнетательной скважины. В данном случае можно говорить о повышенной неоднородности (трещиноватости и кавернозности) коллектора изучаемой фациальной зоны.

Построенные статистические модели показали, что процессы вытеснения нефти водой происходят более эффективно в зарифовом мелководье, чем на рифовом гребне. Для подтверждения данного вывода исследуем изменение коэффициента при  $Q_3^*$ . Будем считать, чем больше значение этого коэффициента,

тем больше объем нагнетаемой жидкости приходится на добывающую скважину. Зная сумму всех коэффициентов при  $Q_3^*$ , представляется возможным определить долю этого влияния для каждой скважины. Значения этой доли влияния для анализируемых добывающих скважин в очагах заводнения скв. 421 и скв. 425 приведены в табл. 1.

Отсюда видно, что для очага нагнетания скв. 421 наблюдается максимальное значение коэффициента при  $Q_3^*$  для скв. 420, для скв. 425 – скв. 50. Кроме этого отметим, что на скважины 423, 424 влияет накопленная закачка скважин 421 и 425. По скважинам 424, 423 значение коэффициента для очага 425 несколько выше, чем для 421. Это показывает, что, используя данную методику, представляется возможным выполнить оценку нагнетательных скважин на добывающие в смежных зонах, что является очень важным обстоятельством, т.к. позволяет выполнить расчеты по всей площади изучаемого объекта. На рис. 5 приведена схема, на которой схематично показано движение фронта нагнетаемой воды от нагнетательной скважины к добывающим для очагов скв. 421.

Отсюда видно, что основная масса закачиваемой воды приходится на скв. 420. Для скважин 440, 424, 40, которые имеют малые

дебиты, доходит значительно меньшая часть закачиваемой воды. Выполненный анализ показал, что значительная часть воды продвигается в юго-западном и северо-восточном направлениях. Скважины, которые находятся на пути продвижения воды, характеризуются большими дебитами нефти по сравнению с другими. Кроме этого отметим, что скв. 422 и 423, в которые поступает практически одинаковые объемы воды, имеют достаточно близкие изменения значений  $r$ , приведенные в таб. 1.

На рис. 6 приведена схема, на которой схематично показано движение фронта нагнетаемой воды от нагнетательной к добывающим скважинам для очага скв. 425.

Отсюда видно, что основная масса воды приходится на скв. 423 и 50, что подтверждается данными приведенными в таб. 1. Основная масса воды движется от очага нагнетания в западном и восточном направлениях, т.е. перпендикулярно простиранию рифового гребня. Для скв. 450 наблюдается достаточно эффективное проявление закачки воды в скв. 425. Остальные скважины малодобитные, эффект от закачки на них практически одинаковый.

Полученные в результате построения статистических данных результаты достаточно хорошо подтверждаются изменениями коэффициента проницаемости в пределах очагов нагнетания скважин 421 и 425 [12].

Схема изменения коэффициента проницаемости в очаге проницаемости скв. 421 приведена на рис. 7.

Отсюда видно, что изогипса 22 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup> оконтуривает зону с наибольшей проницаемостью коллекторов, в пределах которой находятся скважины 423, 422, 420, 421. Сопоставление данных приведенных на рис.5 и данных на рис. 7 показывает, что выделенные зоны практически совпадают. В пределах данных зон наблюдается наибольший процент закачки. Отметим, что в скв. 420 установлена максимальная проницаемость по пласту, что обуславливает тот факт, что на нее приходится большая доля закачки, а процесс вытеснения происходит наилучшим образом.

Схема изменения коэффициента проницаемости в очаге проницаемости скв. 425 приведена на рис. 8.

**Очаг скв.421**

№ скважины	Коэффициент, при $Q_3^*$ д.ед.	Доля коэффициента, %
440	0,01567	2
424	0,026465	3
40	0,044518	4
439	0,093037	9
422	0,100898	10
448	0,146565	14
423	0,169446	16
420	0,439729	42
Итого:	1,036328	100

**Очаг скв.425**

№ скважины	Коэффициент, при $Q_3^*$ д.ед.	Доля коэффициента, %
424	0,044128	5
449	0,064537	7
426	0,069753	8
450	0,110447	12
423	0,246964	27
50	0,390166	42
Итого:	0,925994	100

Таб. 1 – Значения коэффициентов при  $Q_3^*$  для добывающих скважин  
Tab. 1 – Ration values at  $Q_3^*$  for producing wells

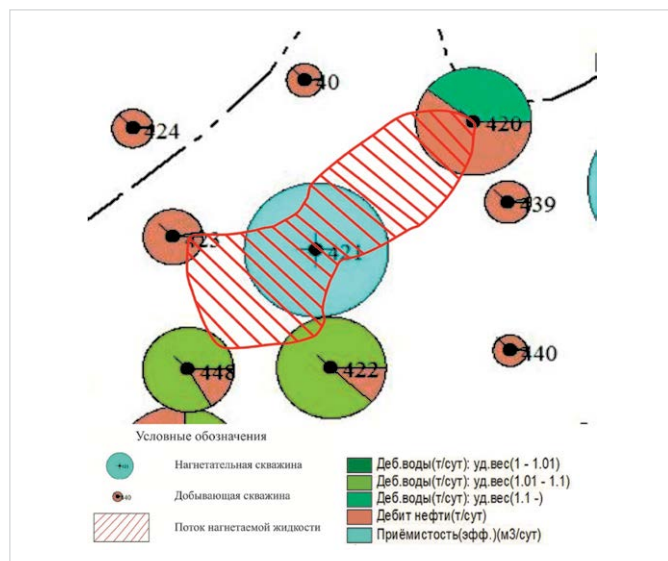


Рис. 5 – Схема продвижения фронта воды к добывающим скважинам для очага скв. 421

Fig. 5 – Diagram of water advance to producing wells for well 421 point

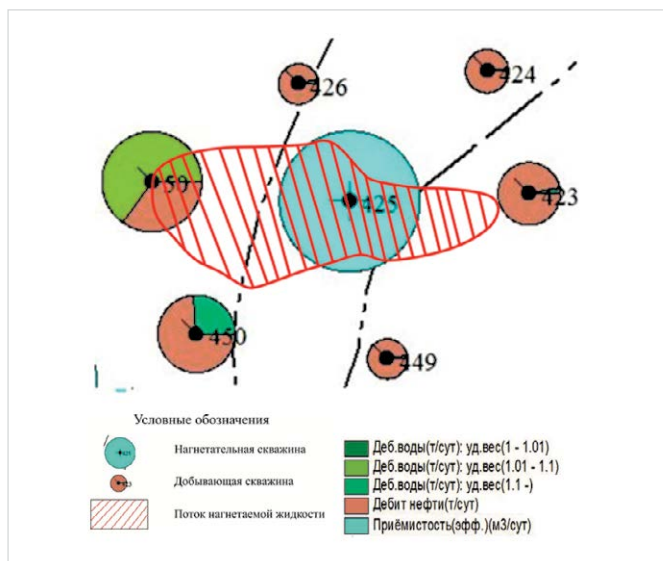


Рис. 6 – Схема продвижения фронта воды к добывающим скважинам для очага скв. 425

Fig. 6 – Diagram of water advance to producing wells for well 425 point



Анализ данной схемы показывает, что максимальные значения коэффициента наблюдаются в скв. 423, которая расположена в пределах зарифового мелководья. Здесь, как и ранее по очагу заводнения скв. 421 наблюдается «сходство» в изменении коэффициента проницаемости и продвижением фронта закачиваемой воды. Эти данные подтверждают, что данные полученные путем построения статистических моделей для оценки эффективности заводнения хорошо согласуются с изменениями коэффициента проницаемости. Стоит отметить, что представленные карты необходимо трактовать исключительно на качественном уровне. Они не дают точной информации о характере распределения закачки в пласте, однако позволяют судить о том, что полученные выводы (о распределении фильтрационных потоков) не противоречат геологическим особенностям пласта.

### Итоги

Проанализировав представленные карты, можно отметить, что некоторые из добывающих скважин сильно обводнены, в то время, когда процент обводненности других скважин минимален. Обводнившиеся скважины вскрываютте пропластки, которые не вскрыты другими скважинами. Это позволяет предполагать, что именно по ним происходит прорыв воды в продукцию скважин. В данной работе карты по проницаемости дают лишь информацию о том, что получаемые выводы о распределении фильтрационных потоков не противоречат геологическому строению залежи.

### Выводы

В пределах фациальной зоны зарифового мелководья процесс заводнения протекает поэтапно, а для зоны рифового склона поэтапного формирования потока закачиваемой жидкости не наблюдается. Также анализ построенных регрессионных моделей

позволил установить, что значения коэффициентов накопленной закачки в уравнениях регрессии (зависимость накопленной добычи нефти от накопленной закачки) позволяют определить доли закачки, приходящейся на каждую добывающую скважину в очаге. По результатам использования методики можно сделать вывод, что в построенных статистических моделях достаточно точно устанавливается влияние тех особенностей геологического строения, которые во многом и определяют процессы вытеснения нефти водой. Использование при анализе статистических моделей позволит в дальнейшем более объективно оценивать процессы заводнения.

### Список литературы

1. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. №10. С.63–66.
2. Никишов В.И., Утарбаев А.И., Федоров В.А. Применение метода материального баланса для расчета прогнозных показателей разработки нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. №2. С. 70–73.
3. Стародубцев О.В., Соколов И.С. Анализ эффективности системы заводнения на объекте Ачимовская толща Поточного месторождения с применением метода материального баланса. Девятая Международная научно-техническая конференция, тезисы докладов. Тюмень, 2014.
4. Костюченко С. Количественный анализ заводнения для систем скважин на основе моделей линий тока // Бурение и нефть. 2006. №2. С. 12-14.
5. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым

гидрогеохимическим данным. Москва, 2008. 337 с.

6. Проект разработки Озерного нефтяного месторождения. Пермь, 2010.
7. Лузина Д.В., Кривошеков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств Турнейско-Фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа. 2012. Т.11. №5. С. 7–15.
8. 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.
9. 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 (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. №17. С. 32–40.
10. Отчет по мониторингу разработки месторождений ЦДНГ-12 ООО «Лукойл-Пермь». Пермь, 2016.
11. Девис Дж. Статистический анализ данных в геологии. М.: Недра, 1990. 70 с.
12. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Озерного месторождения на основе геологической модели. Пермь, 2006.

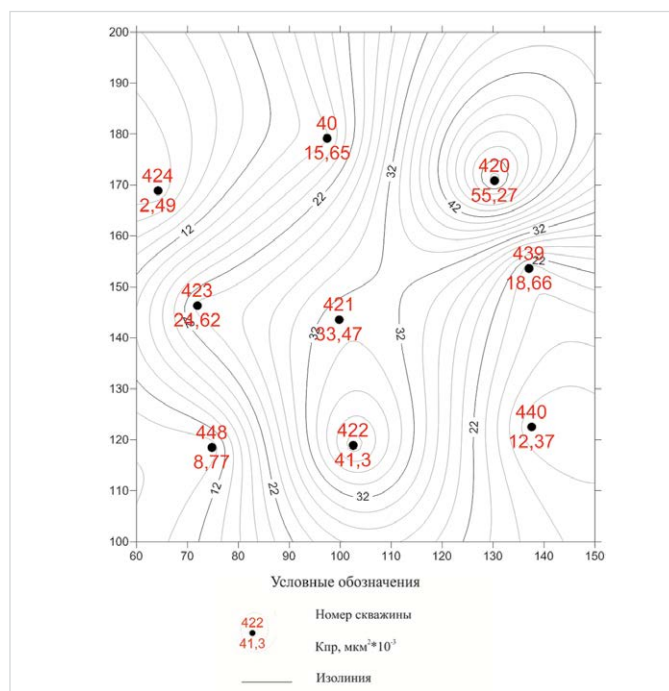


Рис. 7 — Схема изменения коэффициента проницаемости в районе очага нагнетания скв. 421  
Fig. 7 — Diagram of permeability ratio change in well 421 injection point zone

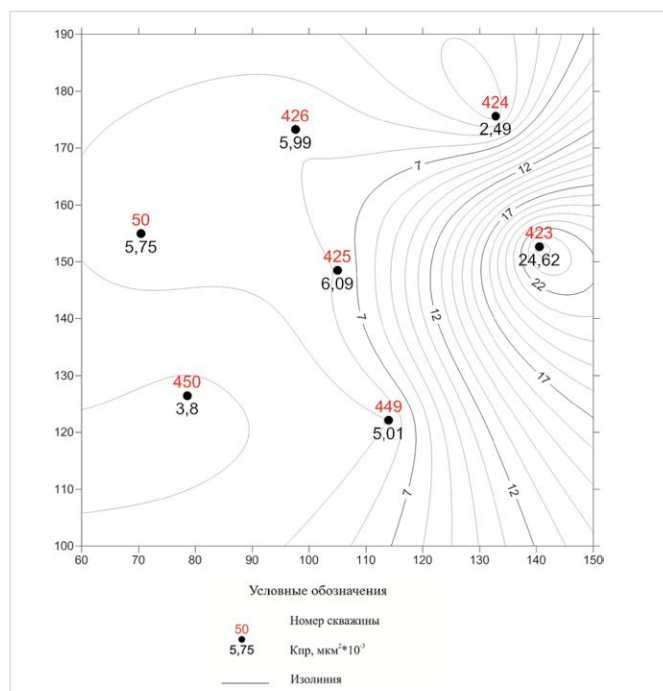


Рис. 8 — Схема изменения коэффициента проницаемости в районе очага нагнетания скв. 425  
Fig. 8 — Diagram of permeability ratio change in well 425 injection point zone

## Development of a methodology for assessing the efficiency of waterflooding (using the example of the T-Fm Ozernoe deposit)

### Authors:

**Ekaterina D. Kuznetsova** — mining engineer, geologist; [ekt.kuznetsova@mail.ru](mailto:ekt.kuznetsova@mail.ru)  
**Vladislav I. Galkin** — Sc.D., professor

Perm national research polytechnic university, Perm', Russian Federation

### Abstract

This article discusses the evaluation of water flooding efficiency in various facial zones using the example of the T-FM reservoir in the Ozernoe deposit of the Perm Krai using statistical methods. For this, the effect of injection of a working agent into the formation oil production layer by constructing temporary one-dimensional regression models is analyzed. This technique allows to evaluate the efficiency of waterflooding with less time.

### Materials and methods

The Statistica program; Maps of permeability in the Surfer program according to GIS data for each well were constructed to confirm the results.

### Results

Having analyzed the submitted maps, it can be noted that some of the production

wells are heavily watered, while the percentage of water cuts of other wells is minimal. Watered wells are opened by those interlayers that have not been opened by other wells. This allows us to assume that it is through them that a breakthrough occurs in the production of wells. In this paper, permeability maps only provide information that the conclusions obtained about the distribution of the filtration streams do not contradict the geological structure of the deposit.

### Conclusions

Within the facies of the shallow water, the flooding process proceeds in stages, and for the reef slope zone, a phased formation of the injected fluid flow is not observed. Also, an analysis of the built-in regression models allowed us to establish that the values of the accumulated injection factors in the regression equations (the dependence of accumulated

oil production on accumulated injection) allow determining the fractions of injection per each producing well in the source. Based on the results of using the methodology, it can be concluded that the constructed statistical models accurately determine the influence of those features of the geological structure, which in many ways determine the processes of oil displacement by water. The use in the analysis of statistical models will allow for more objective assessment of flooding processes in the future.

### Keywords

facies, correlation coefficient, regression, waterflooding, oil production, Ozernoe deposit

### References

- Ankudinov A.A., Vaganov L.A. *Analiz effektivnosti sistemy zavodneniya s primeneniem metoda material'nogo balansa* [Analysis of the efficiency of the waterflooding system using the material balance method]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, issue 10, pp. 63–66.
- Nikishov V.I., Utarbaev A.I., Fedorov V.A. *Primenenie metoda material'nogo balansa dlya rascheta prognoznnykh pokazateley razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya* [The application of the material balance method for calculating the forecast indicators for the development of an oil field]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, issue 2, pp. 70–73.
- Starodubtsev O.V., Sokolov I.S. *Analiz effektivnosti sistemy zavodneniya na ob'ekte Achimovskaya tolshcha Potochnogo mestorozhdeniya s primeneniem metoda material'nogo balansa* [Analysis of the efficiency of the waterflooding system at the Achimovskaya stratum of the Flow Field with the application of the material balance method]. *Devyataya Mezhdunarodnaya nauchno-tehnicheskaya konferentsiya, tezisy dokladov*. Tyumen', 2014.
- Kostyuchenko S. *Kolichestvennyy analiz zavodneniya dlya sistem skvazhin na osnove modeley liniy toka* [Quantitative waterflood analysis for well systems based on current line models]. *Burenie i neft'*, 2006, issue 2, pp. 12–14.
- Mulyak V.V. *Geotekhnologicheskie osnovy analiza i kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy po promyslovym gidrogeokhimitskim dannym* [Geotechnological foundations for the analysis and control of the development of oil deposits from commercial hydrogeochemical data]. Moscow, 2008, 337 p.
- Proekt razrabotki Ozernogo neftyanogo mestorozhdeniya [Ozernoye oil field development project]. Perm': Lukoil–Perm LLC, 2010.
- Luzina D.V., Krivoshchekov S.N. *Analiz fatsial'nykh zon i kollektorskikh svoystv Turneysko-Famenskikh rifogennykh postroek Solikamskoy depressii* [Analysis of facies zones and reservoir properties of the Tournaisian-Famennian reef-building structures of the Solikamsk depression]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta*. *Geologiya, poisk i razvedka mestorozhdeniy nefti i gaza*, 2012, Vol. 11, issue 5, pp. 7–15.
- Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. *Issledovanie protsessa nefteizvlecheniya v kollektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza* [Investigation of the oil extraction process in reservoirs of various types of voidness using multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta*. *Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2016, Vol. 15, issue 19, pp. 145–154.
- Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. *Razrabotka metodiki otsenki vozmozhnostey vydeleniya tipov kollektorov po dannym krivykh vosstanovleniya davleniya po geologo-promyslovym kharakteristikam plasta (na primere famenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya)* [Development of a methodology for assessing the possibilities of separating reservoir types from the data of pressure recovery curves from the geological and field characteristics of the reservoir (on the example of the Famennian deposit of the Ozernoe deposit)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta*. *Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, Vol. 14, issue 17, pp. 32–40.
- Otchet po monitoringu razrabotki mestorozhdeniy TsDNG-12 OOO «Lukoil-Perm'» [Report on the monitoring of the development of TsDNG-12 oil fields by "Lukoil-Perm" LLC]. Perm': Lukoil–Perm LLC, 2016.
- Devis Dzh. *Statisticheskyy analiz dannykh v geologii* [Statistical analysis of data in geology]. Moscow: Nedra, 1990, 70 p.
- Geologicheskoe stroenie i pereschet zapasov nefti i gaza Ozernogo mestorozhdeniya na osnove geologicheskoy modeli [Geological structure and recalculation of oil and gas reserves of the Ozernoye field on the basis of a geological model]. Perm': Lukoil–Perm LLC, 2006.