

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ И ДОБЫВАЮЩИМИ СКВАЖИНАМИ НА ОСНОВЕ ПОСТРОЕНИЯ МНОГОУРОВНЕВЫХ МОДЕЛЕЙ

Пономарева Инна Николаевна¹,
permpolitech@gmail.com

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevd@inbox.ru

Черный Константин Анатольевич¹,
sms@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

Актуальность исследования обусловлена тем, что гидродинамическая связь между нагнетательной и добывающей скважинами – важнейшее условие полной выработки запасов. Изучение закономерности распределения объемов закачки в пределах целевого объекта – важнейшая задача мониторинга его разработки. На сегодняшний день предприятия нефтегазовой промышленности для этих целей применяют методы гидропрослушивания и индикаторных исследований. Данные методы могут наиболее точно оценить направления движения фильтрационных потоков, но ввиду дороговизны и длительности проведения данных исследований на месторождениях Пермского края проводятся нечасто. В работе предлагается оценивать распределение объемов закачки в пределах элемента системы разработки посредством корреляции накопленных характеристик их работы.

Цель: разработка косвенного способа, позволяющего количественно оценить распределение закачиваемой в пласт воды, основанного на использовании промыслового материала.

Объект: карбонатные залежи Гагаринского, Озерного и Опалихинского нефтяных месторождений.

Методы: геолого-промысловые исследования, корреляционный анализ.

Результаты. Многоуровневое статистическое моделирование позволило установить стадийность процесса влияния накопленной закачки на накопленную добычу жидкости и на количественном уровне обосновать граничные значения перехода от одной стадии к другой. Выполненный анализ динамики коэффициента корреляции между накопленными значениями закачки воды и добычи жидкости позволил установить качественные показатели работы системы заводнения в пределах рассматриваемого элемента системы разработки. Полученные качественные показатели работы системы заводнения демонстрируют высокую достоверность практического применения, что подтверждено материалами трассерных исследований, применительно к карбонатным залежам Гагаринского, Озерного и Опалихинского нефтяных месторождений.

Ключевые слова:

Система поддержания пластового давления, выработка запасов, трассерные исследования, гидропрослушивание, добыча нефти, закачка агента, статистические методы.

Введение

Наличие взаимодействия между нагнетательной и добывающей скважинами – важнейшее условие реализации эффективной системы поддержания пластового давления и выработки запасов в целом. В пределах системы разработки нагнетательные скважины должны быть размещены таким образом, чтобы максимальное количество закачиваемой в пласт воды обеспечивало вытеснение нефти из пустотного пространства. В этой связи изучение закономерности распределения объемов закачки в пределах целевого объекта – важнейшая задача мониторинга его разработки.

В настоящее время существует несколько методов решения указанной задачи. Наиболее достоверным способом исследования распределения объемов закачиваемой в пласт воды, очевидно, следует считать трассерные исследования. Данные исследования распространены на территории России и за рубежом, опыт их проведения широко освещен в публикациях [1–3]. Однако их повсеместное использование затрудняется в основном причинами экономического характера. Другим методом решения задачи оценки

взаимодействия между двумя скважинами является гидропрослушивание. Данный метод обоснован теоретически и широко используется на практике [4, 5], однако к его недостаткам следует отнести невозможность количественной оценки распределения объемов закачки, поскольку он оценивает только факт наличия или отсутствия гидродинамической связи.

Разработке косвенных способов оценки взаимного влияния скважин посвящены исследования [6–16]. Однако данные способы также не позволяют решить задачу количественной меры распределения закачки от нагнетательной скважины к добывающей.

В этой связи представляется актуальной разработка косвенного способа, позволяющего количественно оценить распределение закачиваемой в пласт воды, основанного на использовании промысловых материалов.

В данной работе предложена методика оценки распределения объемов закачки в пределах элемента системы разработки, основанная на построении многоуровневых моделей. Следует отметить, для разработки многоуровневых моделей использованы объекты разработки с различными геолого-физическими характеристиками: турнейская залежь Опалихинского

месторождения (высоковязкая нефть – 87 мПа*с), и турнейско-фаменские залежи Гагаринского и Озерного месторождений (маловязкая нефть – 1,2 мПа*с). Выбор данных объектов обусловлен, прежде всего, наличием опыта проведения на них массовых трассерных исследований в период с 2016 по 2018 гг. Результаты этих исследований приняты в качестве фактических при оценке достоверности разрабатываемой методики. Кроме этого, выбранные объекты можно характеризовать как полярные, с противоположными условиями нефтедобычи из карбонатных коллекторов Пермского края. К исследованию приняты добывающие и нагнетательные скважины, представляющие собой элементы системы разработки, вскрывающие одни и те же продуктивные пласты, что позволяет предположить наличие взаимосвязи между закачкой в них воды и добычей жидкости.

Известен способ оценки наличия гидродинамической связи между скважинами, основанный на корреляции (классической или ранговой) их дебитов. Так, применение метода ранговой корреляции Спирмена и Кэндалла для решения указанной задачи описывается в работе А.Х. Мирзаджанзаде [17]; также данным исследованиям посвящены работы [18–25].

По своей сути дебит скважины является показателем ее эксплуатации, или одним из дифференциальных показателей разработки. В этой связи на первом этапе разработки методики предпринята попытка скоррелировать дебиты добывающих скважин и приемистости нагнетательных. В ходе исследования ни в одном из случаев не удалось получить значимой корреляционной связи между дебитами добывающих и приемистостями нагнетательных скважин. Вероятными причинами данного явления можно считать неравномерное распределение закачки по пласту и отставание реакции добывающей скважины на изменение работы нагнетательной во времени. Таким образом, получен вывод о том, что корреляция дифференциальных показателей не позволяет оценить влияние нагнетательных скважин на работу окружающего добывающего фонда.

Разработка методики оценки распределения объемов закачиваемой в пласт воды на примере Гагаринского месторождения

В данной работе предлагается исследовать взаимодействие между добывающей и нагнетательной скважинами посредством корреляции накопленных характеристик их работы. О преимуществе накопленных (интегральных) характеристик при использовании их в статистических методах анализа процессов разработки ранее отмечено в работах [26–39]. Использование накопленных значений обеспечивает монотонный рост каждого из показателей и однозначный характер исследуемой зависимости, а также отсутствие на графике скачков, характерных при использовании дифференциальных показателей и обусловленных, в том числе, влиянием погрешностей замеров.

Разработка методики приводится на примере турнейско-фаменского объекта разработки Гагаринского

месторождения. В ходе проведения трассерных исследований в 2018 г. на месторождении осуществлялась закачка трассирующих агентов (нитрат натрия, карбамид, роданистый аммоний, тиомочевина, флуоресцеин натрия) в пять нагнетательных скважин (№ 71, 223, 402, 406 и 421). Отбор проб с целью обнаружения трассеров осуществлялся в течение 6 месяцев в 13 добывающих скважинах. Размещение скважин, участвовавших в трассерных исследованиях, на площади залежи отражено на рис. 1.

Для описания предлагаемой методики выбран элемент системы разработки, включающий очаг нагнетания – скважину 223, и расположенные в непосредственной близости добывающие скважины (№ 162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 420, 432, 435), работающие на тот же продуктивный пласт, целевым объектом эксплуатации всех указанных скважин является в основном продуктивная пачка Фм₃.

По указанным скважинам собраны и систематизированы данные по накопленным значениям закачки воды и добычи жидкости за весь период их эксплуатации. Далее построены одномерные модели – уравнения регрессии между накопленными добычей и закачкой, вычислены коэффициенты корреляции. Модели строились по данным за период с 2015 по 2018 гг., которые предварительно ранжированы в хронологическом порядке. Первая модель построена по первым трем данным ($n=3$), следующая – по четырем, и так далее, до $n=48$. Анализ поведения коэффициента корреляции данных уравнений, характеризующего соотношения между накопленной закачкой и накопленной добычей, представляет безусловный интерес. Показателем эффективности процесса закачки следует считать сначала рост, а затем стабилизацию величины коэффициента корреляции в течение всего исследуемого периода. В этой связи на рис. 2 представлена диаграмма, отражающая динамику коэффициента корреляции (r) между накопленными закачкой и добычей.

Построенные графики зависимости накопленной добычи нефти от накопленной закачки по скв. 162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 420, 432, 435 позволили установить, что при увеличении значений Q_z^n величина Q_d^n повышается практически по линейному виду, значение r во всех случаях близко к единице, а критерий $p=0,000000$. Исходя из вышеприведенного анализа, можно констатировать, что влияние закачки на добычу нефти в пределах очага нагнетания скв. 223 постоянно высоко. Следовательно, все «провалы» в значениях r не являются следствием снижения эффективности закачки, носят временный характер и обуславливаются внешними факторами. Кроме того, можно отметить, что процесс заводнения для скв. 400, 416, 417 и 420 протекает сложнее, чем для других скважин. Об этом свидетельствует разница в значениях угловых и свободных членов уравнений регрессии, а также тот факт, что зависимость по скв. 162, 404, 405, 409, 411, 432 и 435 ближе к линейной, по сравнению со скв. 400, 416, 417 и 420. Уравнения регрессии, отражающие зависимость между накопленными закачкой и добычей, представлены в табл. 1.

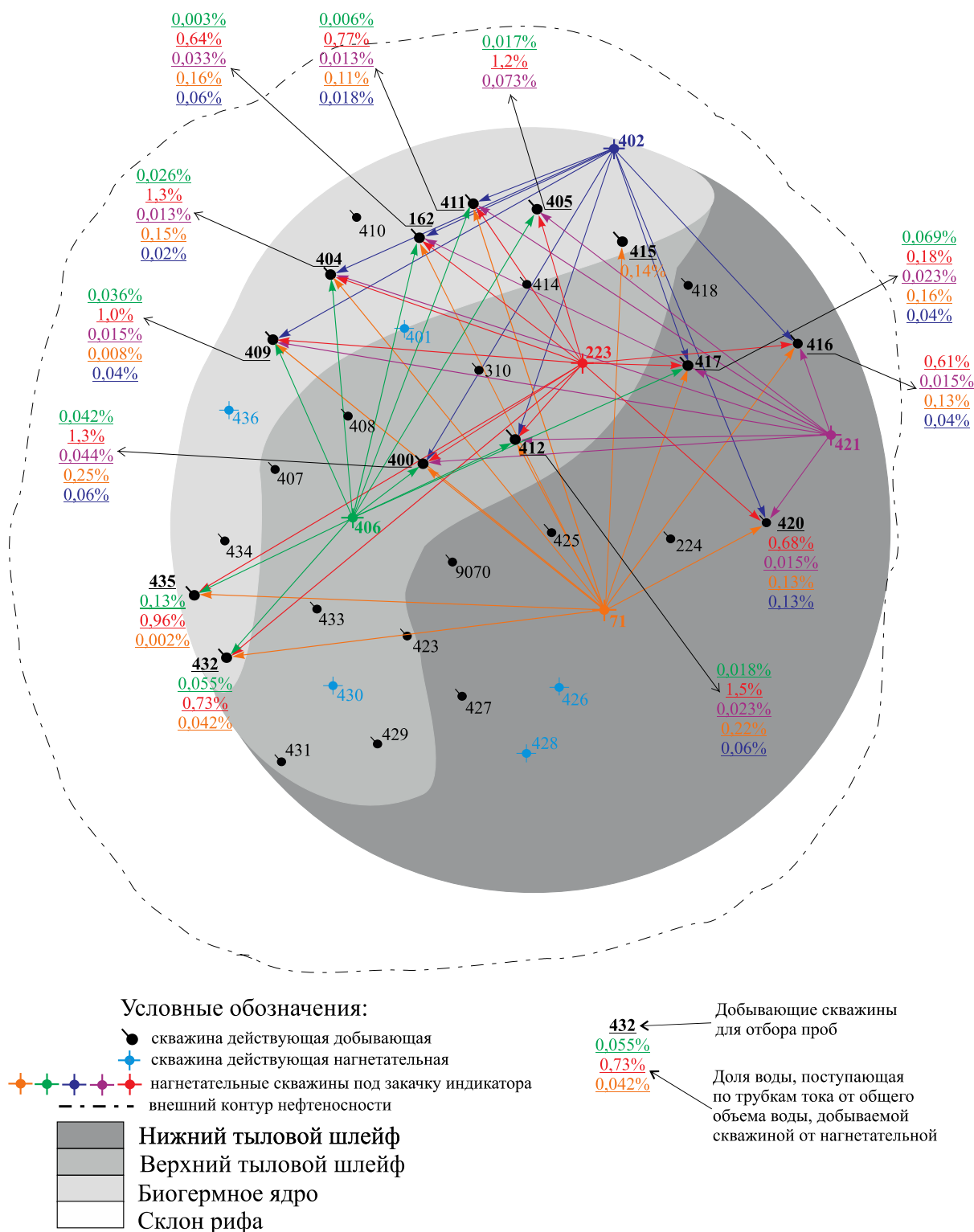


Рис. 1. Схема расположения скважин на карбонатной залежи Гагаринского месторождения и влияния нагнетательных скважин на добывающие при проведении трассерных исследований

Fig. 1. Layout of the wells on the carbonate deposits of the Gagarinskoye field and the effect of injection wells on producing ones during tracer studies

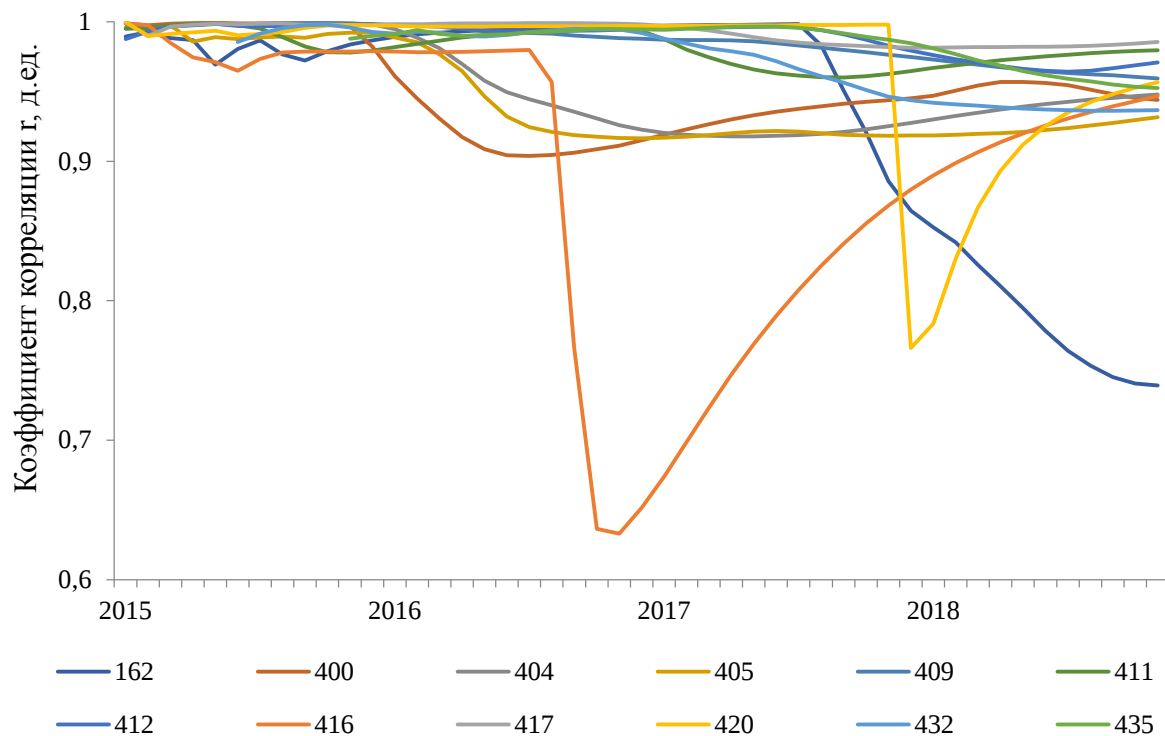


Рис. 2. Динамика коэффициента корреляции между накопленными закачкой и добычей (очаг нагнетания – скважина 223 Гагаринского месторождения)

Fig. 2. Dynamics of the correlation coefficient between accumulated injection and production (injection center – well 223 of the Gagarinskoe field)

Таблица 1. Зависимости между накопленными закачкой и добычей (очаг нагнетания – скважина 223 Гагаринского месторождения)

Table 1. Dependencies between accumulated injection and production (injection center – well 223 of the Gagarinskoe field)

Скв. № Well	Уравнение регрессии Regression equation	Коэффициент перед Q_3^H Coefficient before cumulative injection	Доля коэффициента в общей сумме, % Ratio share in the to- tal amount, %
162	$Q_H^H = 289714 + 0,0472 \cdot Q_3^H$	0,0472	5,4
400	$Q_H^H = 23165 + 0,0857 \cdot Q_3^H$	0,0857	9,9
404	$Q_H^H = 32929 + 0,116 \cdot Q_3^H$	0,1160	13,3
405	$Q_H^H = 59859 + 0,0847 \cdot Q_3^H$	0,0847	9,7
409	$Q_H^H = 18903 + 0,1649 \cdot Q_3^H$	0,1649	16,7
411	$Q_H^H = 227,73 + 0,0036 \cdot Q_3^H$	0,0036	0,4
412	$Q_H^H = 5189,2 + 0,092 \cdot Q_3^H$	0,0920	10,6
416	$Q_H^H = 25011 + 0,0381 \cdot Q_3^H$	0,0381	4,4
417	$Q_H^H = 9334,8 + 0,026 \cdot Q_3^H$	0,0260	3,0
420	$Q_H^H = 4943,9 + 0,0057 \cdot Q_3^H$	0,0057	0,7
432	$Q_H^H = 36025 + 0,1255 \cdot Q_3^H$	0,1255	12,0
435	$Q_H^H = 45304 + 0,1616 \cdot Q_3^H$	0,1616	14,0

Анализ достоверности разработанной методики оценки распределения объемов закачиваемой в пласт воды на примере Гагаринского месторождения

Сопоставление фактических, принятых по трассерным исследованиям и расчетных данных по распределению закачки воды от скважины 223 приведено в табл. 2.

Представленные в табл. 2 результаты подтверждают высокую степень достоверности предлагаемой

методики. Сравнительные результаты расчетов по оценке распределения объемов закачиваемой воды для всех остальных рассматриваемых скважин Гагаринского месторождения приведены в табл. 3.

Поля корреляции между фактической (Дф, %) и модельной (Дм, %) долями закачки для всех скважин Гагаринского месторождения, участвовавших в исследованиях, приведены на рис. 3. Из рис. 3. видно,

что для всех скважин наблюдаются тесные корреляции между Дф и Дм. По скважинам значения r изменяются следующим образом: r (скв. 71)=0,899; r (скв. 223)=0,596; r (скв. 402)=0,748; r (скв. 406)=0,965; r (скв. 421)=0,921. Все значения r статистически значимые. Таким образом, описанная методика оценки распределения объемов закачки по пласту демонстрирует высокую достоверность практического применения, что подтверждено материалами трассерных исследований, применительно к турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения.

Таблица 2. Сопоставление данных трассерных исследований и разработанной методики (очаг нагнетания – скважина 223 Гагаринского месторождения)

Table 2. Comparison of tracer research data and the developed methodology (injection center – well 223 of the Gagarinskoe field)

Скв. № Well	Доля закачки от скважины 223 Proportion of injection from the well 223	
	Разработанная методика Developed methodology	Трассерные исследования (факт) Tracer studies (fact)
162	5,4	5,9
400	9,9	12,0
404	13,3	12,0
405	9,7	11,0
409	16,7	9,2
411	0,4	7,1
412	10,6	13,8
416	4,4	5,6
417	3,0	1,7
420	0,7	6,3
432	12,0	6,7
435	14,0	8,8

Таблица 3. Сопоставление данных трассерных исследований и разработанной методики для Гагаринского месторождения

Table 3. Comparison of tracer research data and the developed methodology for the Gagarinskoe field

Добывающая скважина Production well	Нагнетательная скважина Injection well				
	71	223	402	406	421
162	<u>15,5*</u> 10,4	<u>5,9</u> 5,4	<u>10,0</u> 6,8	<u>0,7</u> 0,0	<u>12,4</u> 8,7
400	–	<u>12,0</u> 9,9	<u>10,0</u> 13,9	<u>10,4</u> 12,2	<u>16,5</u> 10,8
404	<u>14,5</u> 15,0	<u>12,0</u> 13,3	<u>3,3</u> 2,3	<u>6,5</u> 6,0	<u>4,9</u> 4,1
405	–	<u>11,0</u> 9,7	<u>21,7</u> 29,8	<u>4,2</u> 3,3	<u>27,3</u> 33,4
409	<u>0,8</u> 0,0	<u>9,2</u> 16,7	<u>6,7</u> 2,1	<u>9,0</u> 10,1	<u>5,6</u> 3,7
411	<u>10,7</u> 6,4	<u>7,1</u> 0,4	<u>3,0</u> 9,7	<u>1,5</u> 0,8	<u>4,9</u> 7,4
412	–	<u>13,8</u> 10,6	<u>10,0</u> 13,3	<u>4,5</u> 5,2	<u>8,6</u> 7,4
415	<u>13,6</u> 17,3	–	–	–	–
416	<u>12,6</u> 15,8	<u>5,6</u> 4,4	<u>6,7</u> 3,2	–	<u>5,6</u> 6,2
417	<u>15,5</u> 17,5	<u>1,7</u> 3,0	<u>6,7</u> 7,9	<u>17,2</u> 10,5	<u>8,6</u> 10,8
420	<u>12,6</u> 16,8	<u>6,3</u> 0,7	<u>21,7</u> 12,4		<u>5,6</u> 7,5
432	<u>4,1</u> 0,8	<u>6,7</u> 12,0	–	<u>13,7</u> 16,1	–
435	<u>0,2</u> 0,0	<u>8,8</u> 14,0	–	<u>32,3</u> 35,8	–

*Примечание: в числителе – трассерные исследования (Дф), в знаменателе – разработанная методика (Дм).

*Note: in the numerator – tracer studies (Df), in the denominator – the developed technique (Dm).

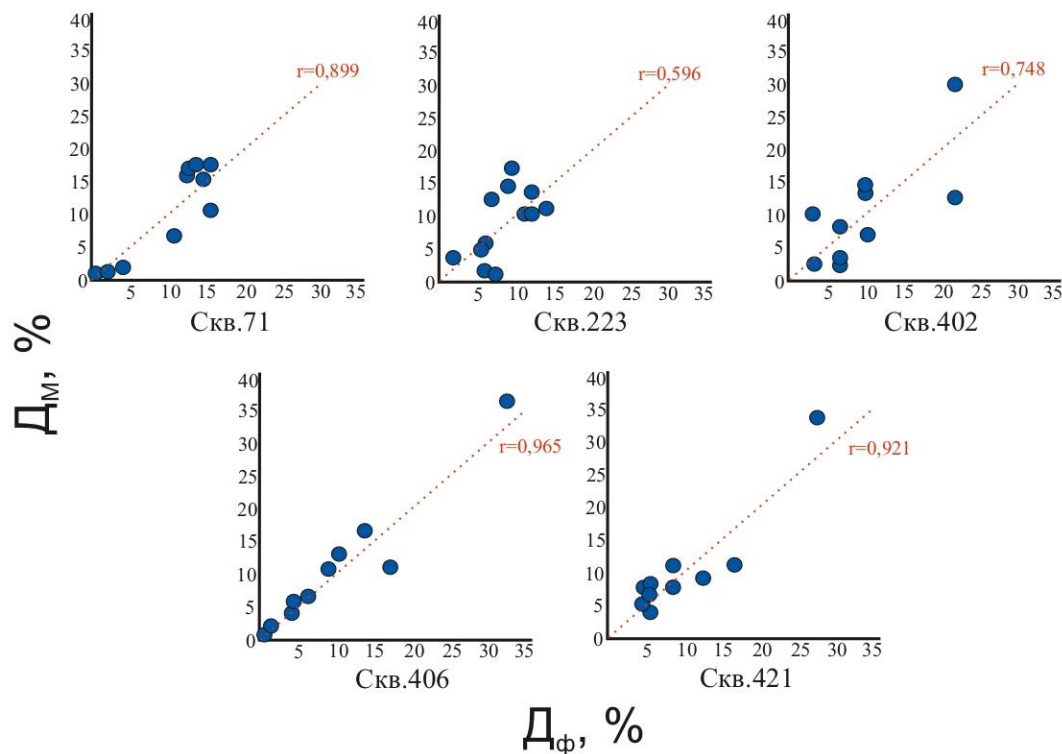


Рис. 3. Поля корреляции по скважинам – объектам закачки трассеров Гагаринского месторождения

Fig. 3. Correlation fields for wells – injection objects for tracers of the Gagarinskoe field

Обоснование условий эффективного применения разработанной методики оценки распределения объемов закачиваемой в пласт воды

Для детализации полученных результатов построены и проанализированы модели по трем уровням.

На первом уровне исследование произведено по всем используемым данным, по которым получена модель вида:

$$Df^{MO} = 2,641 + 0,722 Dm;$$

при $r=0,870$; $p<0,0000$, стандартная ошибка 3,21 %.

На втором уровне исследования модели построены при использовании предварительно ранжированных данных: значения Df , полученные по данным трассерных исследований, были ранжированы от минимальных до максимальных значений. По этим данным построены уравнения регрессии по следующему принципу: первая модель построена по четырем данным ($n=4$), и так далее до $n=52$. Всего таким образом построено 48 уравнений регрессии.

Характер изменений значений r показывает, что в диапазоне менее 7 % он изменяется хаотично, при $Df>7$ % наблюдается закономерное повышение его значений. Это, вероятно, свидетельствует о том, что при $Df<7$ % влияние накопленной закачки на накопленную добычу только начинает формироваться. При $Df>7$ % системы заводнения этих объектов разработки следует считать сформировавшимися и условно стационарными. Об этом достаточно убедительно на статистическом уровне свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в табл. 4.

Из табл. 4 видно, что выполненные исследования позволили определить граничное значение влияния накопленной закачки воды на накопленную добычу жидкости и обозначить условия эффективного применения разработанной методики.

Таблица 4. Характеристики уравнений регрессии между фактическими и модельными долями закачки для разных диапазонов

Table 4. Characteristics of regression equations between actual and model injection shares for different ranges

Интервал построения моделей по Df , % Interval for constructing models by Df , %	Свободный член Free member of the equation	Коэффициент при Dm Coefficient at Dm	Значения r r values
Диапазон 1 (модель – Df^{M1}) Range 1 (model – Df^{M1})			
0,0–7,1	3,355	0,294	0,447
Диапазон 2 (модель – Df^{M2}) Range 2 (model – Df^{M2})			
8,6–32,3	5,245	0,605	0,803

С целью комплексного использования результатов статистического моделирования построена многомерная модель третьего уровня, совместно учитывающая значения Df^{MO} , Df^{M1} и Df^{M2} . Данная модель имеет следующий вид:

$$Df^{MM} = -21,1221 - 2,5542 Df^{MO} + 9,4049 (Df^{M1}; Df^{M2}) + 0,056 (Df^{MO})^2 + 0,3848 (Df^{M1}) (Df^{M2}) - 0,7647 (Df^{M1}; Df^{M2})^2$$

при $R=0,923$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 2,51 %.

Сопоставление модельных и фактических долей закачки для всех уровней исследования выполнено путем построения соответствующих полей корреляции (рис. 4).

Из рис. 4 видно, что использование последовательного подхода при анализе полученных данных позволило определить возможности разработанной методики прогноза значений Df^M для Гагаринского месторождения.

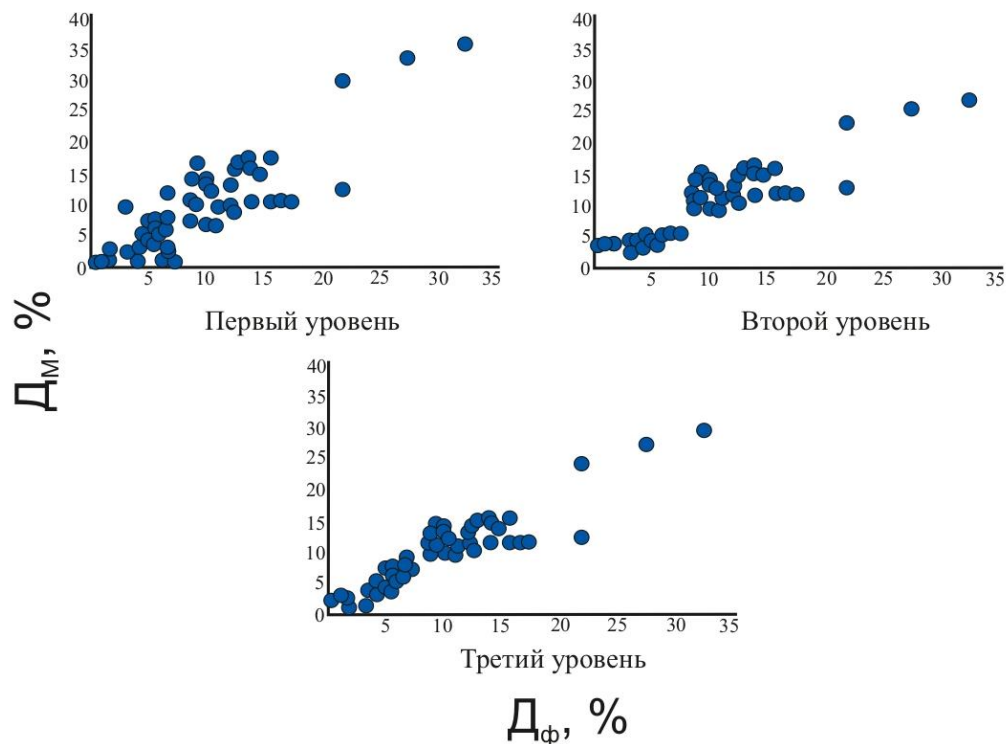


Рис. 4. Поле корреляции между фактическими и модельными долями закачки для трех уровней анализа

Fig. 4. Correlation field between actual and model injection shares for three levels of analysis

Применение разработанной методики для условий других месторождений

В качестве примера возможности применения разработанной методики для других условий аналогичные исследования проведены также для Озерного и Опалихинского месторождений.

На Озерном месторождении (турнейско-фаменская залежь) трассерные исследования проведены в 2018 г., при этом в пять нагнетательных скважин (№ 421, 425, 459, 464 и 471) осуществлялась закачка трассирующих индикаторов (нитрит натрия, роданистый аммоний, карбамид, тиомочевина, флуоресцеин натрия). Длительность последующего отбора проб составляла 181 суток.

Аналогичные индикаторы закачивались при проведении в 2016 г. трассерных исследований на турнейской залежи Опалихинского месторождения (пять нагнетательных и 13 добывающих скважин).

По Озерному и Опалихинскому месторождениям выполнено аналогичное построение моделей для определения модельных значений долей воды–Дм.

Характер изменений значений r показывает, что для Озерного месторождения значения коэффициента в диапазоне менее 10 % изменяются хаотично, при Дф > 10 % наблюдается повышение по достаточно сложной траектории. Для Опалихинского месторождения характер изменений значений r показывает, что при Дф < 5 % наблюдается уменьшение значений, далее, в диапазоне 5–10 % коэффициент r изменяется незначительно. При Дф > 10 % происходит закономерное повышение значений r . Это, вероятно, свидетельствует о том, что при Дф < 10 % влияние накопленной закачки на накопленную добычу для этих месторождений только начинает формироваться. При Дф > 10 % системы заводнения этих объектов разработки следу-

ет считать сформировавшимися и условно стационарными.

Для получения более обобщенных выводов далее выполнен совместный анализ фактических и модельных значений долей воды, полученных ранее по Озерному, Опалихинскому и Гагаринскому месторождениям.

Первоначально построена обобщающая модель (первый уровень), которая имеет следующий вид:

$$Дф^{MO} = 1,445 + 0,884 Дм$$

при $r = 0,706$; $p < 0,0000$; стандартная ошибка 5,80 %.

При сопоставлении фактических и модельных долей закачки для второго уровня установлено, что при Дф < 5 % корреляция несколько слабее для Опалихинского месторождения, чем для Озерного и Гагаринского. При этом необходимо отметить, что, в отличие от значений, полученных по модели предыдущего уровня, здесь модельные и фактические значения доли закачки сопоставимы. При Дф в диапазоне 5–10 % корреляции между Дф и $Дф^{M1+M2+M3}$ характеризуются достаточно близким видом. При Дф > 10 % корреляции для всех трех месторождений аналогичны.

С целью комплексного использования результатов многоуровневого статистического моделирования построена многомерная модель, совместно учитывающая модели первых двух уровней. Данная модель имеет следующий вид:

$$Дф^{MM} = -1,5433 - 1,1113 Дф^{MO} + 2,3931 (Дф^{M1}; Дф^{M2}; Дф^{M3}) + 0,0334 (Дф^{MO})^2 + 0,0249 (Дф^{M1}) (Дф^{M2}; Дф^{M3}) - 0,0054 (Дф^{M1}; Дф^{M2}; Дф^{M3})^2$$

при $R = 0,834$, $p < 0,0000$, стандартная ошибка составляет 4,53 %.

Поле корреляции между фактическими и рассчитанными по модели долями закачки приведено на рис. 5.

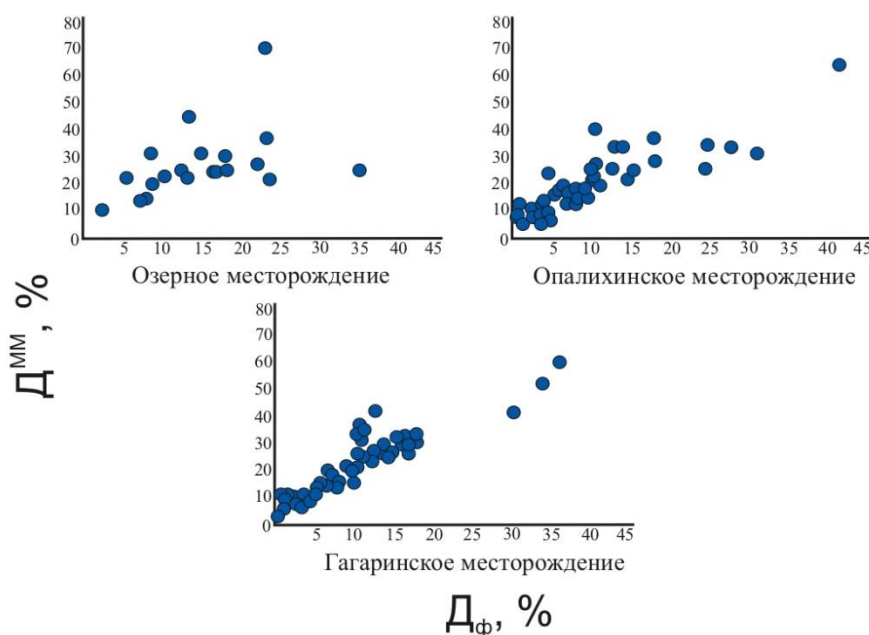


Рис. 5. Поле корреляции между фактическими и рассчитанными по модели третьего уровня долями закачки для Гагаринского, Озерного и Опалихинского месторождений

Fig. 5. Correlation field between the actual and calculated injection rate for the Gagarinskoe, Ozerное and Opalikhinskoe fields calculated using the third-level model

Из рис. 5 видно, что использование многоуровневого статистического моделирования позволило установить стадийность процесса влияния накопленной закачки на накопленную добычу жидкости, при этом использование многоуровневого статистического моделирования позволило на количественном уровне обосновать граничные значения перехода от одной стадии к другой.

Заключение

Целью данной работы являлось обоснование статистического способа оценки взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами и распределения закачки между добывающими скважинами. В качестве объекта исследований приняты турнейско-фаменские залежи Озерного и Гагаринского месторождений, а также турнейская залежь Опалихинского месторождения, характерной особенностью которых является наличие опыта масштабных трассерных исследований, результаты которых использо-

ваны для оценки достоверности разрабатываемого, по сути, косвенного, способа.

Попытки коррелировать показатели эксплуатации (дебиты и приемистости) для оценки степени взаимодействия скважин ранее предпринимались неоднократно, но достоверных результатов при этом получено не было.

Новизна предлагаемого подхода заключается в изучении корреляции между накопленными показателями – закачкой и добычей. Его практическая реализация, выполненная на перечисленных месторождениях, продемонстрировала высокую степень сходимости с результатами трассерных исследований.

Кроме того, многоуровневое статистическое моделирование позволило установить стадийность процесса влияния накопленной закачки на накопленную добычу жидкости и на количественном уровне обосновать граничные значения перехода от одной стадии к другой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок, Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, Н.Н. Авакимян, П.В. Лукьяменко // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
2. Влияние поровой структуры на движение воды в породах нефтяного месторождения в заливе Бэйбу (Китай) / Р. Шен, К. Лей, Х.К. Гуо, Х.Т. Жу, Г. Жанг, Х.Б. Ли // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 3. – С. 32–38.
3. Грачев С.И., Кривова Н.Р., Сорокин А.В. Применение индикаторных (трассерных) исследований на многопластовых месторождениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 5. – С. 13–15.
4. Абрамов Т.А., Исламов Д.Э., Карнаухов М.Л. Определение непроницаемости барьеров по результатам гидропрослушивания // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 36–41.
5. Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий П.И. Анализ взаимодействия скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 82–85.
6. Исследования о наличии гидродинамической связи между терригенным бобриковским и карбонатным турнейским объектами на базе геолого-технологической модели участка месторождения / М.А. Сайфутдинов, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, Р.И. Шешдилов, Л.М. Миронова // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 1. – С. 2–8.
7. Васильев В.В. Использование результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации заводнения // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 30–32.
8. 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.
9. Анализ интерференции скважин на основе алгоритмов комплексирования промысловых данных / А.В. Черный, И.А. Кожмякина, Н.Ю. Чуранова, А.В. Соловьев, М.М. Хайруллин, Е.В. Юдин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 36–39.
10. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir / F. Bouchaala, M.Y. Ali, J. Matsushima et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 533–543.
11. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации // SOCAR Proceedings. – 2019. – № 2. – С. 16–22.
12. Quantitative well placement optimization of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir / Weiwei Xie, Xiaodong Wang, Chen Li, Yingfang Zhou // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2019. – V. 21. – № 3. – P. 333–356.
13. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities / Jing-Zhou Zhao, Jun Li, Wei-Tao Wu, Qing Cao, Yu-Bin Bai, Chuang Er // Petroleum Science. – 2019. – V. 16. – Iss. 2. – P. 229–251.
14. Study of the relationship between fractures and highly productive shale gas zones, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area in Eastern Sichuan / Yu-Feng Li, Wei Sun, Xi-Wu Liu, Dian Wei Zhang, Yan-Chun Wang, Zhi-Yuan Liu // Petroleum Science. – 2018. – V. 15. – Iss. 3. – P. 498–509.
15. Performance-based fractal fracture model for complex fracture network simulation / Wen-Dong Wang, Yu-Liang Su, Qi Zhang, Gang Xiang, Shi-Ming Cui // Petroleum Science. – 2018. – V. 15. – Iss. 1. – P. 126–134.
16. Mehrdad Soleimani. Naturally fractured hydrocarbon reservoir simulation by elastic fracture modeling // Petroleum Science. – 2017. – V. 14. – Iss. 2. – P. 286–301.
17. Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
18. Seyed Mohammad Mehdi Nassabeh, Afshin Davarpanah, Joata Bayrami. Simulation of low and high salinity water injection method to determine the optimum salinity // Petroleum Research. – 2019. – V. 4. – Iss. 4. – P. 348–353.
19. Zaid Alrashdi, Mohammad Sayyafzadeh. Evaluation strategy algorithm in well placement, trajectory, control and joint optimization // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 177. – P. 1042–1058.
20. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM / И.Ф. Хатмуллин, А.П. Цанда, А.М. Андрианова, С.А. Буденный, А.С. Маргарит, В.А. Лупшеев, М.В. Симонов, Д.С. Перец // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 38–41.
21. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut / Qing You, Quanyi Wen, Jichao Fang, Min Guo // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 747–756.
22. Научный инжиниринг как основа процессов моделирования при разработке месторождений / М.М. Хасанов, А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.П. Рошкетаяев, Н.С. Исмагилов, Г.В. Падерин, Е.В. Шель // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 142–148.
23. Experimental study of dynamic imbibition during water flooding of naturally fractured reservoirs / Behrouz Harimi, Mohsen Masihi, Abouzar Mirzaei-Paibam, Esmail Hamidpour // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 1–13.

24. Multi-scale flow simulation in fracture-vuggy reservoirs based on pseudo-particle method / Xinrui Lyu, Hui Zhang, Zhongchun Liu, Hongfang Zhang // *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*. – 2018. – V. 19. – № 3. – P. 97–114.
25. Mohammad Koneshloo, Saman A. Aryana, Xiaoni Hu. The impact of geological uncertainty on primary production from a fluvial reservoir // *Petroleum Science*. – 2018. – V. 15. – Iss. 2. – P. 270–288.
26. 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.
27. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.
28. Галкин В.И., Фадеев А.П. Анализ влияния закачки воды на добычу нефти из тульских и турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения // *Нефтепромысловое дело*. – 2019. – № 4 (604). – С. 13–18.
29. Закиров Т.Р., Храменков М.Г. Моделирование двухфазных течений жидкостей в пористой среде в режиме доминирования капиллярных сил // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22. – № 1. – С. 4–12.
30. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / А.В. Стенькин, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, В.Г. Уметбаев // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 214–223.
31. Альмухаметова Э.М. Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20. – № 2. – С. 115–121.
32. Нешич С., Стрелецкая В.В. Интегрированный подход при обращении и обратной закачке попутно добываемой воды // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20. – № 1. – С. 25–31.
33. Haiyan Zhu, Jiadong Shen, Fengshou Zhang. A fracture conductivity model for channel fracturing and its implementation with Discrete Element Method // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 172. – P. 149–161.
34. Abdolmohsen Shabib-Asl, Mohammed Abdalla Ayoub, Khaled Abdalla Elraies. A new hybrid technique using low salinity water injection and foam flooding for enhanced oil recovery in sandstone rock // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 716–728.
35. Youwei He, Shiqing Cheng, Jiazheng Qin. Interference testing model of multiply fractured horizontal well multiple injection wells // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 176. – P. 1106–1120.
36. Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // *Записки горного института*. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82.
37. Ghareb Hamada, Veronique Joseph. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // *Petroleum Research*. – 2020. – V. 5. – Iss. 4. – P. 326–338.
38. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, С.В. Рыжков // *Георесурсы*. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.
39. Shedid A. Shedid Vertical-horizontal permeability correlations using coring data // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2019. – V. 28. – Iss. 1. – P. 97–101.

Поступила 13.01.2021 г.

Информация об авторах

Пономарева И.Н., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Черный К.А., доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой безопасности жизнедеятельности Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC622.276

RESEARCH OF INTERACTION BETWEEN EXPRESSIVE AND PRODUCING WELLS BASED ON CONSTRUCTION OF MULTILEVEL MODELS

Inna N. Ponomareva¹,
permpolitech@gmail.com

Dmitriy A. Martyushev¹,
martyushevd@inbox.ru

Konstantin A. Cherny¹,
sms@pstu.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the study is caused by hydrodynamic relation between the injection and production wells is the most important condition for the full development of reserves. Studying the patterns of distribution of injection volumes within its target facility is the most important task of monitoring its development. To date, oil, and gas companies for these purposes use methods of hydraulic monitoring and indicator research. These methods can most accurately assess the direction of movement of the filtration flows, but due to the high cost and duration of these studies they are not often carried out in the Perm Krai fields. The paper proposes to evaluate the distribution of injection volumes within the element of the development system by correlating the accumulated characteristics of their work.

The main aim of the study is to develop an indirect method for quantifying the distribution of water injected into the formation based on the use of field materials.

Object: carbonate deposits of the Gagarinskoe, Ozernoe and Opalikhinskoe oil fields.

Methods: geological and field research, correlation analysis.

Results. Multilevel statistical modeling made it possible to establish the stage-by-stage process of the effect of cumulative injection on accumulated fluid production and to substantiate at a quantitative level the boundary values of the transition from one stage to another. The analysis of the dynamics of the correlation coefficient between the accumulated values of water injection and fluid production allowed us to establish qualitative indicators of the waterflooding system within the considered element of the development system. The obtained qualitative indicators of the waterflooding system demonstrate high reliability of practical application, which is confirmed by the materials of tracer studies, as applied to the carbonate deposits of the Gagarinskoe, Ozernoe and Opalikhinskoe oil fields.

Key words:

Reservoir pressure maintenance system, development of oil reserves, tracer studies, hydraulic listening, oil production, agent injection, statistical methods.

REFERENCES

1. Savenok O.V., Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N., Lukyamenko P.V. Optimization of injection wells fund deposits at a late stage of development as a result of tracer test analysis (for example, deposits Dis). *Petroleum Engineers*, 2018, no. 4, pp. 59–65. In Rus.
2. Shen R., Lei X., Guo H.K., Zhou H.T., Zhang Q., Li H.B. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China, *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 3, pp. 32–38. In Rus.
3. Grachev S.I., Krivova N.R., Sorokin A.V. The use of indicator (tracer) studies in multilayer fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2008, no. 5, pp. 13–15. In Rus.
4. Abramov T.A., Islamov D.E., Karnaukhov M.L. Karnaukhov Determination of barrier impermeability based on the results of hydraulic listening. *Oilfield business*, 2013, no. 12, pp. 36–41. In Rus.
5. Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenitsky M.I. Analysis of well interference according to monitoring results based on sector modeling. *Oil industry*, 2012, no. 5, pp. 82–85. In Rus.
6. Sayfutdinov M.A., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Sheshdirov R.I., Mironova L.M. Studies on the presence of a hydrodynamic connection between the terrigenous Bobrikovsky and carbonate Tournaisian objects based on the geological and technological model of the field site. *Geosurvey=Georesources*, 2018, vol. 20 (1), pp. 2–8. In Rus.
7. Vasiliev V.V. Using the results of evaluating the mutual influence of production and injection wells to optimize water flooding. *Oil industry*, 2009, no. 6, pp. 30–32. In Rus.
8. Fadeev A.P. Development of a methodology for assessing the effect of water injection into the reservoir on oil production using the example of Tournaisian deposits of the Sosnovskoye gas and oil field. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 157–177. In Rus.
9. Chorny A.V., Kozhemyakina I.A., Churanova N.Yu., Soloviev A.V., Khayrullin M.M., Yudin E.V. Well interference analysis based on field data integration algorithms. *Oil industry*, 2019, no. 1, pp. 36–39. In Rus.
10. Bouchaala F., Ali M.Y., Matsushima J. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 533–543.
11. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Substantiation of waterflooding systems for low-productive oil deposits in a limited amount of information. *SOCAR Proceedings*, 2019, no. 2, pp. 16–22. In Rus.
12. Weiwei Xie, Xiaodong Wang, Chen Li, Yingfang Zhou. Quantitative well placement optimisation of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 333–356.
13. Jing-Zhou Zhao, Jun Li, Wei-Tao Wu, Qing Cao, Yu-Bin Bai, Chuang Er. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, Iss. 2, pp. 229–251.
14. Yu-Feng Li, Wei Sun, Xi-Wu Liu, Dian Wei Zhang, Yan-Chun Wang, Zhi-Yuan Liu. Study of the relationship between fractures and highly productive shale gas zones, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area in Eastern Sichuan. *Petroleum Science*, 2018, vol. 15, Iss. 3, pp. 498–509.
15. Wen-Dong Wang, Yu-Liang Su, Qi Zhang, Gang Xiang, Shi-Ming Cui. Performance-based fractal fracture model for complex fracture network simulation. *Petroleum Science*, 2018, vol. 15, Iss. 1, pp. 126–134.

16. Mehrdad Soleimani. Naturally fractured hydrocarbon reservoir simulation by elastic fracture modeling. *Petroleum Science*, 2017, vol. 14, Iss. 2, pp. 286–301.
17. Mirzadzhanzade A.Kh. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi* [Technology and technique of oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 382 p.
18. Seyed Mohammad Mehdi Nassabeh, Afshin Davarpanah, Joata Bayrami. Simulation of low and high salinity water injection method to determine the optimum salinity. *Petroleum Research*, 2019, vol. 4, Iss. 4, pp. 348–353.
19. Zaid Alrashdi, Mohammad Sayyafzadeh. Evaluation strategy algorithm in well placement, trajectory, control, and joint optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, pp. 1042–1058.
20. Khatmullin I.F., Tsanda A.P., Andrianova A.M., Budenny S.A., Margarit A.S., Lupsheev V.A., Simonov M.V., Perets D.S. Semi-analytical models for calculating well interference based on the class of CRM models. *Oil industry*, 2018, no. 12, pp. 38–41. In Rus.
21. Qing You, Quanyi Wen, Jichao Fang, Min Guo. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 747–756.
22. Khasanov M.M., Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektaev A.P., Ismagilov N.S., Paderin G.V., Shel E.V. Scientific engineering as the basis of modeling processes in the development of deposits. *Georesursy=Georesources*, 2018, vol. 20 (3), pp. 142–148. In Rus.
23. Behrouz Harimi, Mohsen Masihi, Abouzar Mirzaei-Paiaman, Esmaeil Hamidpour. Experimental study of dynamic imbibition during water flooding of naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 1–13.
24. Xinrui Lyu, Hui Zhang, Zhongchun Liu, Hongfang Zhang. Multi-scale flow simulation in fracture-vuggy reservoirs based on pseudo-particle method. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2018, vol. 19, no. 3, pp. 97–114.
25. Mohammad Koneshloo, Saman A. Aryana, Xiaoni Hu. The impact of geological uncertainty on primary production from a fluvial reservoir. *Petroleum Science*, 2018, vol. 15, Iss. 2, pp. 270–288.
26. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repin V.A. Investigation of the process of oil recovery in reservoirs of various types of voidness using multivariate statistical analysis. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 145–154. In Rus.
27. Dementiev L.F. *Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannyykh* [Statistical methods for processing and analyzing field geological data]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 206 p.
28. Galkin V.I., Fadeev A.P. Analysis of the effect of water injection on oil production from the Tula and Tournaisian deposits of the Sosnovskoye oil and gas field. *Oilfield business*, 2019, no. 4 (604), pp. 13–18. In Rus.
29. Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces. *Georesursy*, 2020, vol. 22 (1), pp. 4–12. In Rus.
30. Stenkin A.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Umetbaev V.G. Methodological rationale for increasing the production of oil reserves in deposits complicated by tectonic disturbances. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 214–223. In Rus.
31. Almukhametova E.M. Extending the experience of applying the technology of non-stationary waterflooding using the technology of changing the direction of the filtration flow using the example of the North Buzachi field. *Georesursy=Georesources*, 2018, vol. 20 (2), pp. 115–121. In Rus.
32. Neshich S., Streletskaya V.V. An integrated approach for handling and reverse injection of produced water. *Georesursy=Georesources*, 2018, vol. 20 (1), pp. 25–31. In Rus.
33. Haiyan Zhu, Jiadong Shen, Fengshou Zhang. A fracture conductivity model for channel fracturing and its implementation with Discrete Element Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, pp. 149–161.
34. Abdolmohsen Shabib-Asl, Mohammed Abdalla Ayoub, Khaled Abdalla Elraies. A new hybrid technique using low salinity water injection and foam flooding for enhanced oil recovery in sandstone rock. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 716–728.
35. Youwei He, Shiqing Cheng, Jiazheng Qin. Interference testing model of multiply fractured horizontal well multiple injection wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 176, pp. 1106–1120.
36. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Investigation of the transformation of two-phase filtration into the formation of zones of undeveloped oil reserves. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 68–82. In Rus.
37. Ghareb Hamada, Veronique Joseph. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 4, pp. 326–338.
38. Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Ryzhkova S.V. Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluvies. *Georesursy*, 2019, vol. 21 (4), pp. 75–94. In Rus.
39. Shedid A. Shedid. Vertical-horizontal permeability correlations using coring data. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2019, vol. 28, Iss. 1, pp. 97–101.

Received: 13 January 2021.

Information about the authors

Inna N. Ponomareva, Dr. Sc., professor, Perm National Research Polytechnic University.

Dmitriy A. Martushev, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

Konstantin A. Cherny, Dr. Sc., head of the department, Perm National Research Polytechnic University.