

УДК 622.276

## АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ДОСТИЖЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ

Зейгман Ю.В., Токарева Н.М.<sup>1</sup>

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*  
*e-mail: <sup>1</sup>tokareva\_n\_m@mail.ru*

**Аннотация.** В статье проанализированы результаты исследований нефтенасыщенности продуктивных пластов при помощи замеров индукционного каротажа в скважинах, оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками на Арланском нефтяном месторождении. Рассмотрена классификация объектов разработки в многомерном пространстве главных компонент как инструмент анализа и прогноза показателей разработки нефтяных месторождений. Показана эффективность некоторых современных методов регулирования разработки месторождений, находящихся на поздней стадии.

**Ключевые слова:** нефтеотдача, объект разработки, классификация, ранжирование, метод главных компонент, нефтенасыщенность, скважины со стеклопластиковыми хвостовиками, боковые стволы скважин, плотность сетки скважин, реагентная разглинизация заглинизированных коллекторов

Достижение потенциальной нефтеотдачи в условиях экономически-эффективной разработки нефтяных месторождений на поздних стадиях возможно лишь при научном подходе к применению методов контроля и регулирования процессов разработки.

Ввиду многообразия геолого-физических условий нефтеносных объектов, методы регулирования разработки имеют множество модификаций. Процедура подбора оптимальных методов требует надежного анализа разработки, но для большинства объектов, как правило, проведение некоторых его элементов невозможно, либо сопряжено с большими трудностями.

Для комплексного анализа и получения результатов, имеющих обобщающее значение, необходимо брать достаточно большую группу объектов разработки с проведением идентификации-классификации этих объектов в многомерном пространстве геолого-физических параметров.

В настоящее время наиболее адаптированным для идентификации и классификации объектов разработки является метод главных компонент (МГК) [1].

В работе приводится классификация выборки из 163 объектов, включающей объекты Волго-Уральской нефтегазонасной провинции с маловязкими нефтями, приуроченные к относительно однородным коллекторам; объекты с высоковязкими нефтями в неоднородных коллекторах, а также объекты, приуроченные к нижнемеловым и юрским отложениям Западно-Сибирской НГП. При этом каж-

дый объект разработки из выборки охарактеризован 26 геолого-физическими параметрами.

Сами главные компоненты (ГК) обладают следующими свойствами:

- количество получаемых главных компонент равно количеству исходных параметров;
- количество информации, содержащейся в ГК, равно количеству исходной информации, содержащейся в геолого-физических параметрах;
- информативность первой главной компоненты выше, чем второй; информативность второй выше, чем третьей. Несколько первых главных компонент содержат практически всю исходную информацию;
- благодаря их ортогональности, коэффициент корреляции между главными компонентами равен нулю.

Классификация объектов в координатах двух главных компонент дает определенное представление о расположении групп объектов в поле геолого-физических характеристик, которое невозможно получить при классификации натуральных параметров ввиду их низкой информативности.

Рис. 1 отражает положение анализируемых объектов в пространстве главных компонент  $Z_1$ - $Z_2$ . В нашем случае первые шесть ГК содержат 70,87 % объясненной дисперсии исходных геолого-физических параметров, а первые два ГК  $Z_1$ - $Z_2$  содержат 43,47 % исходной информации геолого-физических параметров.

Каждой главной компоненте (оси) можно дать смысловую характеристику. В первую главную компоненту  $Z_1$  основной вклад вносит вязкость нефти  $\mu_n$ , на вторую главную компоненту  $Z_2$  наибольшее влияние оказывает параметр математического ожидания толщины пропластков  $Mh_{пр}$ , таким образом на графике ось  $Z_1$  характеризует увеличение/уменьшение вязкости нефтей рассматриваемых объектов, а ось  $Z_2$ , соответственно, увеличение/уменьшение  $Mh_{пр}$ .

В результате классификации получены три группы объектов, объединение в которые проведено исходя из их геолого-физической природы:

I – объекты Волго-Уральской НГП со средневязкими нефтями и средней неоднородностью коллекторов;

II – объекты Волго-Уральской НГП, характеризующиеся высокой неоднородностью коллекторов и высоковязкими (до 42,3 мПа·с) нефтями;

III – включает все объекты Западно-Сибирской НГП, а также часть объектов Волго-Уральской НГП, характеризующихся малой вязкостью нефтей.

В отличие от объектов I и II групп, большинство объектов Западной Сибири находятся на II или в начале III стадии разработки, что исключает на данный момент возможность прогноза показателей их разработки с помощью промыслово-статистических методов.

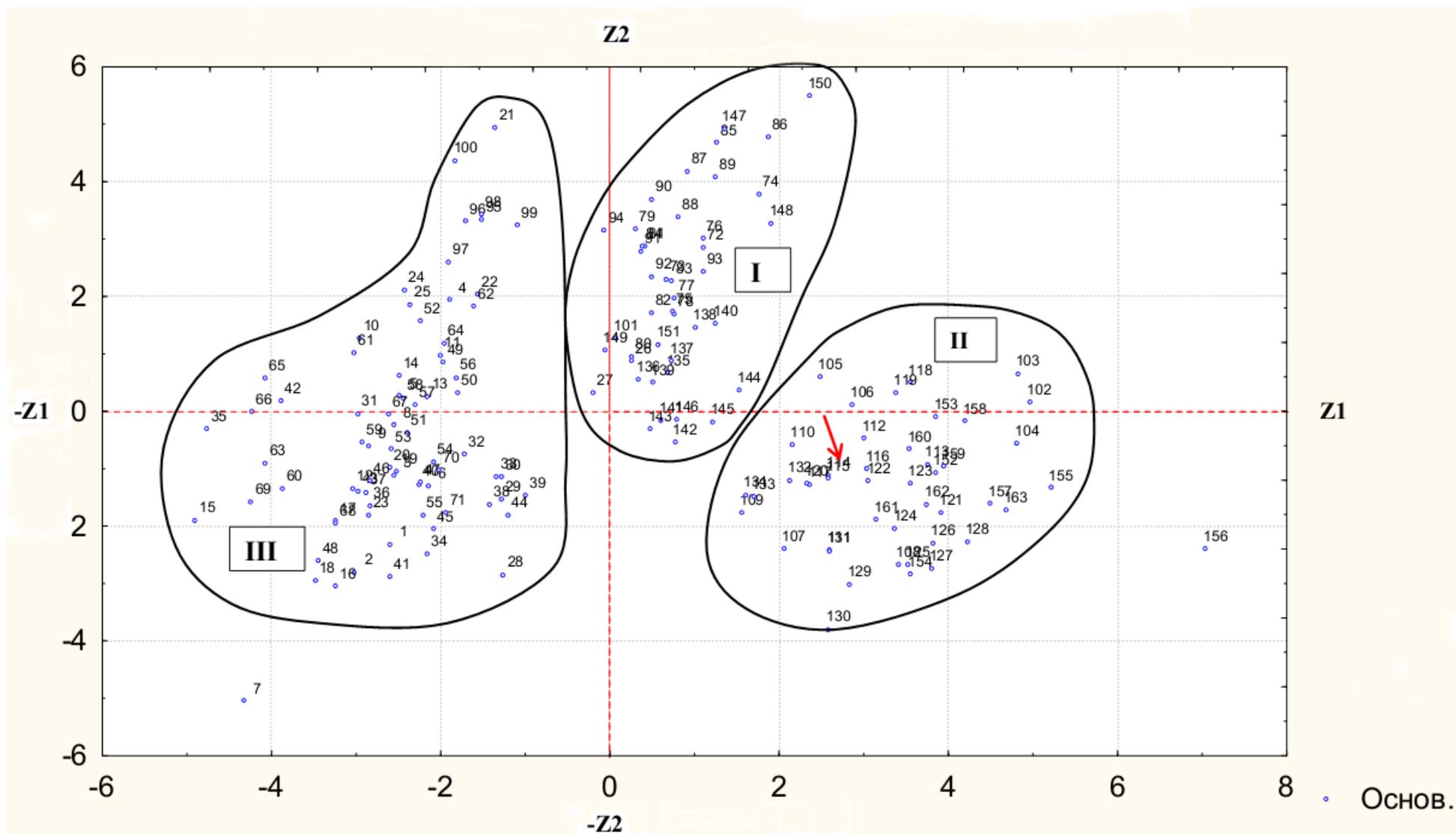


Рис. 1. Распределение 163 объектов разработки на плоскости главных компонент  $Z_1$ - $Z_2$

Опыт показывает, что если объекты в многомерном пространстве главных компонент находятся на близком расстоянии друг от друга, а их технологические параметры разработки тоже близки, то конечные показатели по ним (температура отбора, ВНФ) практически совпадают.

Этим свойством можно пользоваться при проведении идентификации двух или нескольких объектов, один из которых находится на поздней стадии, а другие только вышли из разведки; если в многомерном пространстве объекты совпадают, а технология разработки различная, но по одному из месторождений технология больше соответствует геолого-физическим условиям, то и выходные параметры по нему, как правило, выше и ближе к потенциальным.

Ранжирование объектов проводится на основании евклидова расстояния между объектами в многомерном пространстве главных компонент.

При вычислении расстояний принимались во внимание координаты объектов по шести первым главным компонентам, так как они описывают более 60 % изменчивости геолого-физических свойств, вносимых параметрами.

Расстояние определяется по формуле

$$R_i = \sum_{j=1}^6 \sqrt{(Z_j^i - Z_j^0)^2},$$

где  $R_i$  – расстояние  $i$ -го объекта от выбранного центра;  $Z_j^0$  – компоненты центра;  $Z_j^i$  – компоненты  $j$ -го объекта.

Проранжируем выборку относительно объекта № 114 (ТТНК, Орьебашское месторождение) (рис. 2, табл. 1).

В настоящее время при анализе разработки повсеместно используются постоянно-действующие гидродинамические модели (ПГДМ). Несмотря на широкое применение, все они обладают существенным недостатком – необходимостью адаптации параметров. Адаптация позволяет скорректировать характеристики фазовой проницаемости. С помощью ПДМ пытаются оценить характеристику распределения остаточных запасов по методу материального баланса, получая весьма приближенные результаты.

Более надежно определение остаточных запасов и характера нефтенасыщенности продуктивных пластов непосредственно на промысле [2 - 7].

На территории Арланской и Николо-Березовской площади Арланского месторождения с 1987 по 1995 г. было организовано 12 опытных участков с 18 скважинами, оборудованными специальными обсадными трубами со стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ) в интервале продуктивных пластов и одна скважина, оборудованная стеклопластиковой обсадной колонной с дискретной проводимостью конструкции УНИ-УГНТУ. По анализируемым скважинам по терригенной толще нижнего карбона (ТТНК) выделялось от 4 до 13 пластопересечений и в каждой скважине проводилось от 6 до 13 временных замеров индукционного каротажа (ИК) с оценкой текущей нефтенасыщенности [8].

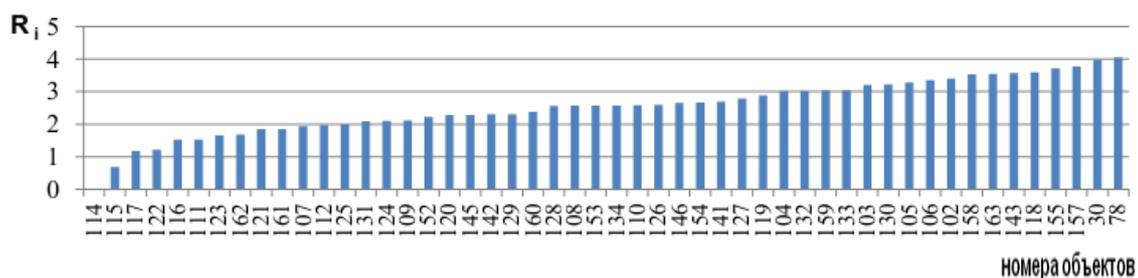


Рис. 2. Ранжирование объектов в многомерном пространстве главных компонент относительно объекта № 114 ( $R_i \leq 4$ )

Таблица 1. Распределение десяти ближайших к ТТНК Орьебашского месторождения объектов разработки в пространстве главных компонент

Номер п/п	R	№ объекта	Месторождение, площадь, горизонт
1	0,00	114	Орьебашское, яснополянинский надгоризонт
2	0,68	115	Орьебашское, орьебашская пл-дь, яснополянинский надгоризонт
3	1,19	117	Четырманское, яснополянинский надгоризонт
4	1,22	122	Игровское, 1 уч-к (Иткенеево), яснополянинский надгоризонт
5	1,52	116	Орьебашское, Черкульская пл-дь яснополянинский надгоризонт
6	1,53	111	Саузбашевское, яснополянинский надгоризонт
7	1,66	123	Игровское, 2 уч-к (Каймаш), яснополянинский надгоризонт
8	1,69	162	Арланское, Николо-Березовская площадь (контрольный участок)
9	1,85	121	Игровское, яснополянинский надгоризонт
10	1,86	161	Арланское, Николо-Березовская площадь (опытный участок)
11	1,94	107	Андреевское, яснополянинский надгоризонт
12	1,97	112	Таймурзинское, яснополянинский надгоризонт

По характеру выработки запасов все скважины с СПХ можно разделить на три группы:

1 – скважины, продуктивные пласты в которых промыты и имеют остаточную нефтенасыщенность (№№ 1802, 2154, 2959, 7085, 7161, 7426 на Арланской площади и скважины 10252, 10255, 10256 на Николо-Березовской площади Арланского месторождения);

2 – скважины, продуктивный пласт в которых перекрыт СПХ и временные замеры ИК позволяют считать, что непосредственно в этих скважинах имеются промышленные нефтяные пласты (№№ 171А, 295А, 831, 10248, 11407).

3 – нагнетательные скважины №№ 10246, 10254, 10251 и 10058. Все эти скважины первоначально были добывающими, оборудованными в интервале ТТНК стеклопластиковыми хвостовиками, и в разное время переведены в нагне-

тательные. Анализ динамики насыщенности по нагнетательным скважинам позволяет выявить ряд факторов характеризующих процесс разработки.

По скважине 1802 известна динамика насыщенности, представленная десятью геофизическими и шестью литологическими интервалами (рис. 3). СПХ спущен в интервал 1233 - 1282 м. Вторичное вскрытие не проводилось. По данной контрольной скважине проведено 13 временных замеров ИК, которые показали исключительно равномерное снижение текущей нефтенасыщенности. Остаточная нефтенасыщенность по отдельным геофизическим интервалам находится в пределах от 50 до 40 %. Учитывая сложное строение участка и возможное наличие подвижной нефти можно рекомендовать метод доизвлечения этой остаточной подвижной нефти. Основным и достаточно трудоемким способом доизвлечения может быть комплексная технология, заключающаяся в отключении наиболее обводненных пластов (различные вариации потокоотклоняющих технологий) и использование в процессе поддержания пластового давления поверхностно-активных веществ слабой концентрации, что позволит увеличить коэффициент вытеснения.

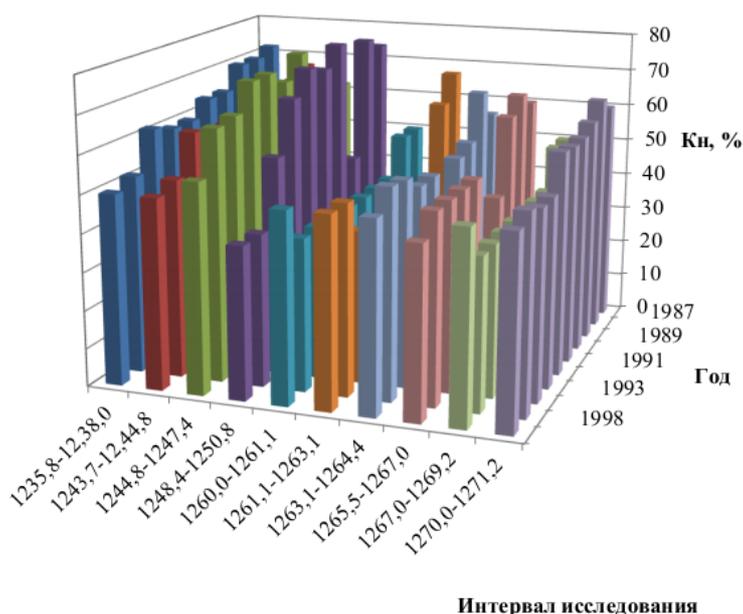


Рис. 3. Изменение  $K_n$  по годам, скв. с СПХ № 1802 Арланской площади Арланского месторождения

Рассмотрим динамику изменения нефтенасыщенности по пяти геофизическим и трем литологическим интервалам в скважине с СПХ № 171а Николо-Березовской площади Арланского месторождения (рис. 4). СПХ спущен в интервал 1464 - 1517 м. Вторичное вскрытие произведено в интервале 1503,0 - 1505,8 м.

За десять лет эксплуатации нефтенасыщенность в интервале 1487,0 – 1505,8 снизилась на 15 пунктов и к 2001 г составила 50 %. В неперфорированном интервале 1478,0 - 1487,0 текущая нефтенасыщенность по двум геофизическим

интервалам 1478,0-1485,0 и 1485,0-1487,0 на 2001 год соответственно равна 74 и 82 % и за одиннадцать лет разработки снизилась соответственно на 4 и на 2 пункта, что свидетельствует об их слабой вовлеченности в процесс разработки. По верхнему литологическому интервалу 1474,0-1475,0 м за время разработки текущая нефтенасыщенность снизилась на 4 пункта и в настоящее время составляет 61 %. Скважина 171а находится вблизи нагнетательной скважины 1939, однако градиенты давления в районе скв. 171а невысокие, что определяется наличием между этими скважинами литологического экрана

Для активизации разработки необходима дополнительная перфорация или бурение бокового ствола скважины.

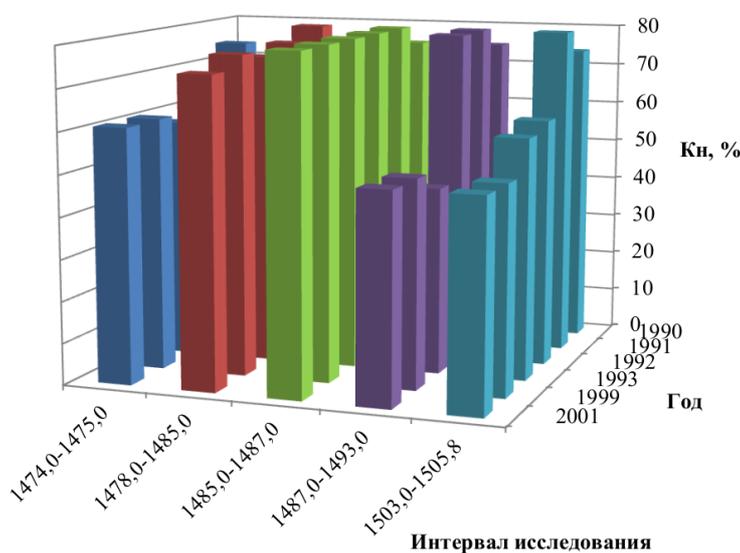


Рис. 4. Изменение  $K_n$  по годам, скв. с СПХ №171а Николо-Березовской площади Арланского месторождения

В скважине 10246 после ввода в разработку продуктивные пласты практически не вырабатывались. После перевода в нагнетательные в 1995 году по пласту 1305,6-1308,2 наблюдается интенсивное снижение нефтеносности до 40 %, т.е. пласт хорошо принимает воду (рис. 5). По пласту 1309,8-1312,0 нефтенасыщенность не изменилась и составляет 61 %, т.е. нижний пласт воду не принимает.

На данном этапе разработки, когда трудноизвлекаемые запасы составляют достаточно большую долю от извлекаемых запасов (до 70 %), процесс закачки воды должен быть регулируемым. Время при остановке закачки можно контролировать по возрастанию  $K_n$  истощенных эксплуатируемых объектов в скважинах с СПХ или обсаженных трубами конструкции УНИ - УГНТУ.

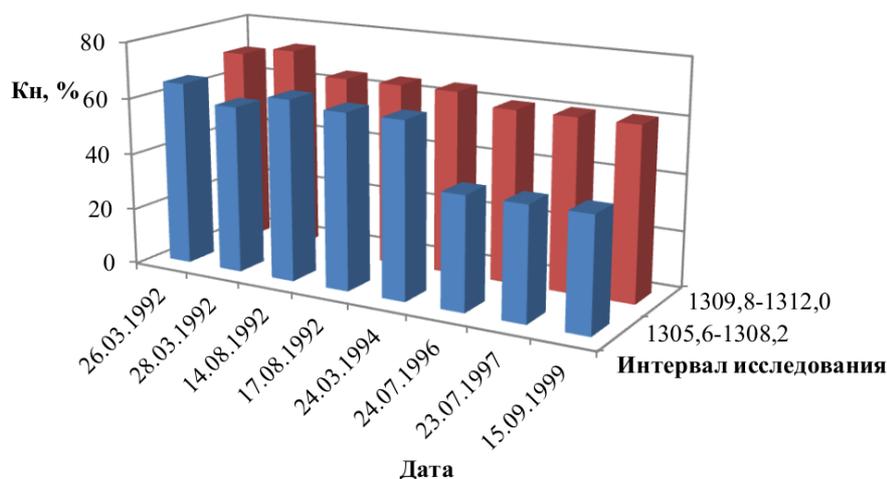


Рис. 5. Изменение  $K_n$  по годам, скв. с СПХ №10246  
Никола-Березовской площади Арланского месторождения

Анализ временных исследований ИК по восемнадцати скважинам за более чем 10 лет позволил сделать вывод, что истощение какого-либо объекта в одной из скважин не может быть признаком истощения его по площади на том или ином участке. Из-за сложности геологического строения между скважинами всегда остаются зоны с трудноизвлекаемыми запасами, т.е. застойные и тупиковые зоны, имеющие худшие коллекторские свойства. Эти зоны сохраняют начальное пластовое давление и в разработке не участвуют. Часть пласта с хорошими фильтрационно-емкостными характеристиками многократно промывается закачиваемыми водами и имеет геостатическое давление. Если по каким-либо причинам геостатическое давление становится меньше давления внутри тупиковых зон, то они постепенно становятся зоной питания истощенной части пласта. При этом  $K_n$  возрастает. Такое явление мы наблюдаем в скважине № 10248 и др [9].

В настоящее время основными методами регулирования остаются гидродинамические, которые имеют достаточно разнообразный спектр методик – бурение уплотняющих скважин и боковых стволов скважин, различные схемы заводнения продуктивных пластов и др.

### **Регулирование с помощью бурения боковых стволов скважин**

Одним из методов повышения нефтеотдачи пластов продуктивных объектов в условиях Туймазинского месторождения является уплотнение сетки скважин путем бурения боковых стволов (БС).

Бурение боковых стволов скважин эффективно и экономически рентабельно на объектах, характеризующихся высокой геологической неоднородностью, при наличии линз, ловушек, вблизи зон замещения коллекторов (непроницаемые экраны), а также при наличии застойных зон однородных пластов.

Текущий коэффициент нефтеотдачи на Туймазинском месторождении составляет 50% для муллинского и 59% для пашийского горизонтов, следовательно остаточные запасы нефти значительны.

Наиболее компактное бурение БС проводилось на пласт ДII муллинского горизонта. С 1998 года на залежи нефти пласта ДII муллинского горизонта осуществляется уплотнение сетки скважин путем бурения БС из скважин, вышедших из разработки (рис. 6).

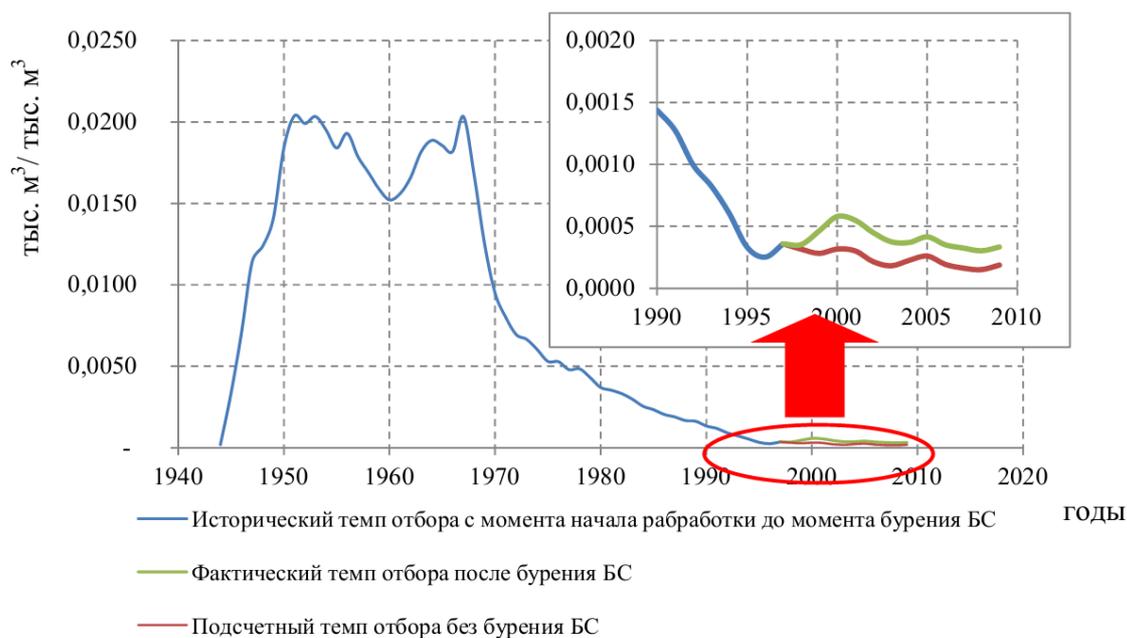


Рис. 6. Темпы отбора нефти по годам для муллинского горизонта Туймазинского месторождения и увеличение темпа отбора с началом бурения боковых стволов скважин

Таким образом, с началом бурения на месторождении боковых стволов скважин, темпы отбора муллинского горизонта увеличились в среднем на 0,00017 тыс. м<sup>3</sup>/ тыс. м<sup>3</sup> в год, что составляет 43% от среднего темпа отбора в 1998 - 2009 годах.

Для изучения степени влияния технических параметров положения забоя бокового ствола в пространстве, геологического строения вскрываемых объектов, а также промысловых показателей эффективности работы окружающих скважин на обводненность продукции и производительность бокового ствола, использовался метод регрессионного анализа.

Начальная выборка параметров содержала 61 наблюдение, шесть критериальных переменных Y1 - Y6 и 11 регрессоров X1 - X11 (табл. 2).

Все зависимые параметры Y1 - Y7 и независимые параметры X1 - X2 характеризует работу одного бокового ствола.

Независимые параметры X3 - X11 являются средневзвешенными по окружающему боковой ствол участку.

Таблица 2. Исходные параметры (отклики и регрессоры) для статистического моделирования эффективности бурения боковых стволов

Y1	Накопленная добыча нефти по данному боковому стволу (БС) за год после освоения на 1 м перф.толщины, т
Y2	Обводненность продукции по результатам освоения, %
Y3	Обводненность продукции в первые месяцы работы после освоения, %, весов.
Y4	Кпрод БС по нефти после освоения (первые месяцы работы БС), т/сут·атм
Y5	Накопленная добыча нефти по БС за первые 3 года, т
Y6	Среднегодовая добыча нефти по БС за первые 3 года ( $Q_n(3\text{года})/3$ ), т
Y7	Обводненность первого года работы, % весовая
X1	Фактическое смещение забоя от устья, м
X2	Расстояние БС от основного (определено по координатам забоев), м
X3	Кнеод
X4	Красчл
X5	Средняя толщина пропластков по кважинам анализируемого участка, Мнпр
X6	Средняя пористость проницаемых пластов рассматриваемого участка, Мм
X7	Геологические запасы приходящиеся на одну скважину анализируемого участка Qгеол, т.
X8	Градиент давления Г, МПа/м
X9	Коэффициент нефтеизвлечения КИН, т/т
X10	ВНФ накопл. ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ) $Q_v/Q_n$ (пласт. услов)
X11	ВНФ год ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ) $q_v/q_n$ (пласт. усл)

Было рассмотрено двадцать вариантов регрессионного анализа, в которых использовались различные зависимые и независимые переменные, также варьировалось количество наблюдений. Часть наблюдений была отсеяна по причине несостоятельности.

Лучший результат был получен по 35 наблюдениям для зависимости среднегодовой добычи нефти за первые 3 года работы бокового ствола (Y6) от параметров X1 - X11, коэффициент множественной корреляции R составил 0,85; коэффициент детерминации  $R^2$  составил 0,72 при  $p < 0,01$ , стандартная ошибка оценки - 611,14 (табл. 3) [11].

Таблица 3. Итоги регрессии для зависимой переменной Y6

	Коэффициент при параметре
Свободный член	-4,23
X1	-0,35
X2	-0,31
X3	0,04
X4	0,32
X5	0,58
X6	2,86
X7	-0,56
X8	-0,09
X9	0,31
X10	0,59
X11	-0,05

### Регулирование с помощью бурения уплотняющих скважин

В настоящее время общепризнанно большое влияние плотности сетки скважин на полноту извлечения нефти в прерывистых коллекторах и для многих конкретных условий получены соответствующие зависимости.

Орьбашское месторождение, вступившее в разработку в 1958 году подверглось последовавшему вслед за «удачным» Бавлинским экспериментом внедрению разреженных сеток скважин на месторождениях, объекты разработки которых характеризуются высокой геологической неоднородностью и повышенной вязкостью нефтей, что привело к отставанию фактических показателей разработки от проектных [10].

На рис. 2 и в табл. 1 приведено ранжирование родственных объектов относительно ТТНК Орьбашского месторождения (№ 114) в многомерном пространстве главных компонент.

Большинство этих объектов эксплуатировалось и эксплуатируется с использованием редкой сетки скважин, в результате величина конечной нефтеотдачи значительно ниже проектных и потенциальных значений.

Из группы родственных объектов достаточно плотной сеткой скважин эксплуатируется только ТТНК Таймурзинского месторождения (№ 112), которая была достаточно быстро разбурена, объемные запасы нефти, приходящиеся на одну работавшую скважину доведены до 200 тыс. м<sup>3</sup>/скв и поддерживаются на этом уровне вплоть до заключительной стадии разработки.

Проведем сравнительный анализ влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу на примере объектов, приуроченных к терригенной толще нижнего карбона Башкирии (рис. 7).

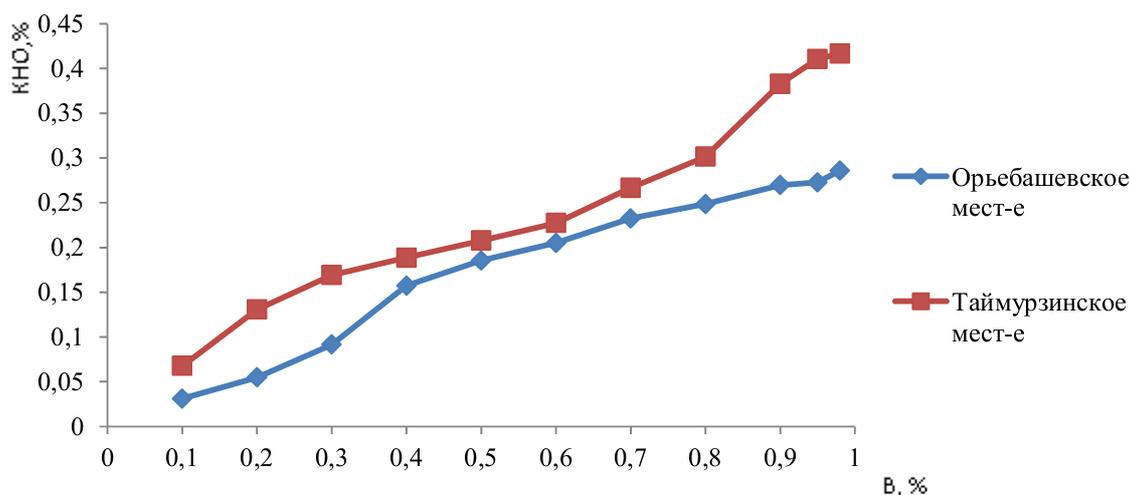


Рис. 7. Сравнение динамики коэффициента нефтеотдачи Таймурзинского и Орьбашского месторождений

С помощью адаптационной геолого-промысловой модели (АГПМ) проведен прогноз текущих и конечных значений нефтеотдачи ТНК Орьбашского месторождения в интервале обводненности продукции от 10 до 98 % по нескольким вариантам технологии разработки, отличающимся величиной объемных запасов на скважину, от 100 тыс. м<sup>3</sup> до 200 тыс. м<sup>3</sup> с шагом в 25 тыс. м<sup>3</sup> (рис. 8).

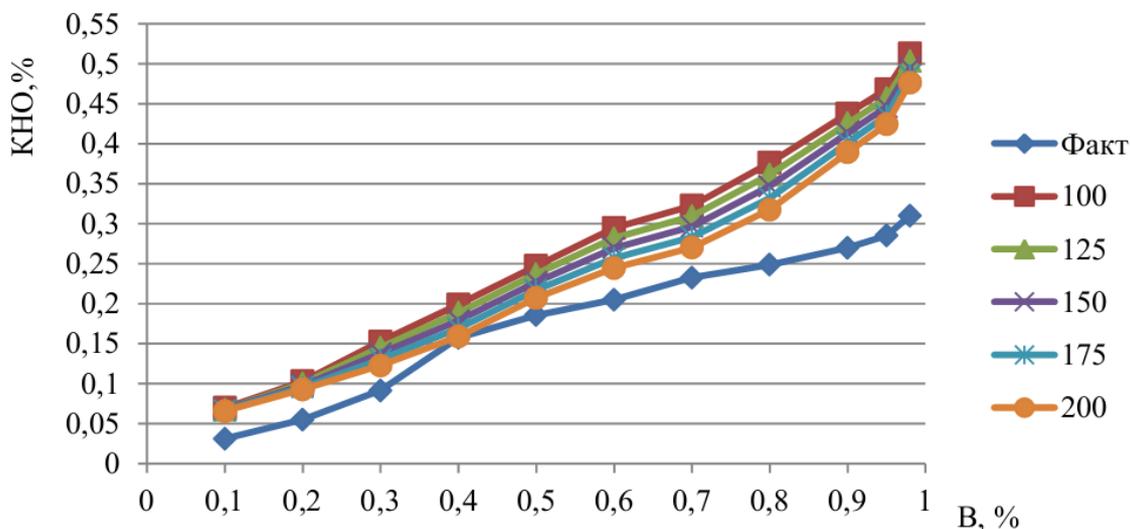


Рис. 8. Фактическая и спрогнозированная при помощи АГПМ динамика коэффициента нефтеотдачи Орьбашского месторождения

Сравнивая фактическую нефтеотдачу с ее прогнозной величиной, полученной с помощью АГПМ, видим, что потери нефти за счет разряжения сетки скважин и превышения удельных запасов нефти оптимальной величины составляют порядка 13 % [12].

### Физико-химические методы регулирования разработки

Проведение реагентной разглинизации в низкопродуктивных терригенных коллекторах позволяет повысить начальную или восстановить ухудшенную при вскрытии и в процессе эксплуатации пластов продуктивность коллектора.

В основу технологии положен качественно новый подход, основанный на обменной реакции между ионным комплексом глин и ионами, входящими в состав реагентных растворов, в результате чего глинистые образования набухают и самопроизвольно диспергируются на тонкодисперсные агрегаты. При создании депрессии на пласт глинистые частицы выносятся на поверхность, очищая тем самым поровое пространство.

При подготовке к проведению работ по реагентной разглинизации на Арланском и Северо-Никольском месторождениях был проанализирован большой фонд скважин. На основе изучения геофизического материала были подобраны скважины, весовая глинистость продуктивного горизонта в которых превышает 5%. Все обрабатываемые объекты приурочены к терригенной толще нижнего карбона. После утверждения планов работ по технологии реагентной разглинизации были обработаны скважины 8785, 6683, 8552 Вятской площади Арланского месторождения и 2312, 2316 Северо-Никольского месторождения.

В результате анализа отобранных при свабировании проб скважинной продукции четко определилось наличие взвеси твердых глинистых частиц, выносимых из ПЗП. По данным НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть» результатом выноса глинистых составляющих явилось увеличение коэффициента продуктивности подвергнутых воздействию скважин на величину от 0,2 до 0,6 м<sup>3</sup>/(сут·МПа). Данное повышение продуктивности соответствует ожидаемым показателям применяемой технологии.

Однако оценка промыслового эффекта от проведения реагентной разглинизации осложнялась тем, что на обоих месторождениях динамика пластового давления в зоне опытных скважин характеризуется общим падением на протяжении всего времени проведения опытных работ

Ввиду изменения гидродинамических условий разработки по опытным участкам, для оценки промыслового эффекта было применено несколько методик, в том числе разработанных авторами.

В табл. 4 приведены данные по продуктивности опытных скважин до и после обработки. Из таблицы видно, что депрессии по всем опытным скважинам значительно снизились после обработки.

В табл. 5 приведены данные по возможной добыче жидкости и нефти по всем опытным скважинам с учетом повышения коэффициента продуктивности и сохранения прежних депрессий на пласт.

За восемь месяцев добыча составила бы 5456 м<sup>3</sup>, а за год 8184 м<sup>3</sup>.

Таблица 4. Исходные данные по опытным скважинам для расчета эффективности интенсификации добычи нефти

№ скважины	до обработки			после обработки			коэф-т экспл-и, доли ед.	средняя обв-ть, %
	Кпрод, м <sup>3</sup> /МПа·сут	ΔР, МПа	Qж, м <sup>3</sup> /сут	Кпрод, м <sup>3</sup> /атм·сут	ΔР, атм	Qж, м <sup>3</sup> /сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2312	1,0	7,3	7,2	0,14	64	8,1	0,9	10
8785	4,7	4,0	20,7	1,05	12,7	13,8	0,9	30
8552	1,7	5,3	9,2	0,31	38	11,9	0,9	25
6683	0,7	6,6	4,8	0,09	56	5	0,9	25
2316	1,0	8,2	8	0,12	65	7,4	0,9	30

Таблица 5. Оценка эффективности работы скважин с учетом продуктивности после обработки при фактических пластовых давлениях до обработки скважин

№ скважины	после обработки с пересчетом на прежнюю продуктивность			прирост дебита жидкости ΔQж, м <sup>3</sup> /сут	прирост дебита нефти ΔQн, м <sup>3</sup> /сут	эффект до 31.03. 2007 года, м <sup>3</sup> нефти
	Кпрод, м <sup>3</sup> /МПа·сут	ΔР, МПа	Qж, м <sup>3</sup> /сут			
1	2	3	4	5	6	7
2312	1.4	7.3	10.2	3	2.7	629.3
8785	10.5	4.0	40	19.3	13.5	3124.8
8552	3.1	5.3	16.3	7.1	5.3	1231.6
6683	0.9	6.6	5.9	1.1	0.8	190.1
2316	1.2	8.2	9.8	1.8	1.3	280.9
Сумма				32.3	23.6	5456.1

В табл. 6 показана фактическая эффективность работы скважин опытных участков при условии сохранения продуктивности до проведения обработки и фактических депрессий после проведения обработки. За 8 месяцев дебит составляет 3418 м<sup>3</sup>, а за год 5127 м<sup>3</sup>.

Сопоставление данных таблиц 5 и 6 показывает, что прирост добычи по опытным скважинам за год при сохранении прежних гидродинамических условий составил 3057 м<sup>3</sup> нефти.

При углублении анализа эффективности обработки опытных скважин была проведена оценка по методу Копытова и дополнительно по трем статистическим методам, с фиксированными базовыми значениями добычи и по суммарным отборам всех скважин с учетом степенной динамики падения добычи ввиду изменения гидродинамических условий разработки. Средний прирост добычи, рассчитанный по всем методам, составил 3612 м<sup>3</sup>/год.

Таблица 6. Оценка фактической эффективности работы скважин после воздействия по методу реагентной разглинизации при условии расчета дебитов по продуктивности до обработки и фактических депрессиях

№ скважины	после обработки с пересчетом на прежние перепады давления			прирост дебита жидкости $\Delta Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	прирост дебита нефти $\Delta Q_{н}$ , м <sup>3</sup> /сут	эффект до 31.03. 2007 года, м <sup>3</sup> нефти
	$K_{прод}$ , м <sup>3</sup> /МПа·сут	$\Delta P$ , МПа	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут			
1	2	3	4	5	6	7
2312	1	6.4	6.4	0.8	0.7	167.8
8785	4.7	1.27	5.9	14.7	10.3	2385.1
8552	1.7	3.8	6.4	2.7	2.1	475.3
6683	0.7	5.6	3.9	0.9	0.7	152.1
2316	1	6.5	6.5	1.5	1.1	233.4
Сумма				20.7	14.8	3418.7

По всем рассмотренным промысловым и статистическим данным суммарная эффективность обработки скважин по методу реагентной разглинизации составляет 3050 - 3600 м<sup>3</sup>/год [13].

### Выводы

Регулирование разработки нефтяных месторождений, находящихся на ранних и средних стадиях разработки, сопряжено с определенными трудностями, связанными с недостатком геолого-физического и промыслового материала. Классификация обширной выборки объектов разработки с помощью метода главных компонент с выделением «родственных» объектов путем нахождения между ними евклидова расстояния в многомерном пространстве главных компонент открывает широкие возможности для сравнения, контроля и анализа технологических показателей разработки объектов, находящихся на разных стадиях разработки, но характеризующихся достаточно близкими геолого-физическими условиями внутри продуктивных пластов.

Путем классификации 163 объектов разработки в многомерном пространстве главных компонент выделено три группы объектов. Достаточно высокая однородность геолого-физических характеристик внутри каждой из групп позволила сравнивать технологические характеристики разработки Орьбашского и Таймурзинского месторождений. При прочих равных условиях, более плотное и быстрое разбуривания продуктивных объектов Таймурзинского месторождения позволит достигнуть разницы в 15 % конечной нефтеотдачи по сравнению с Орьбашским месторождением. Эти данные подтверждаются прогнозом по АГПМ,

согласно которому, некоторое уплотнение сетки скважин привело бы к увеличению конечной нефтеотдачи Орбешашского месторождения на 13 %;

Одним из эффективных методов контроля за разработкой непосредственно на промысле являются геофизические исследования в скважинах со стеклопластиковыми хвостовиками СПХ и стеклопластиковой обсадной колонной дискретной проводимости. Проведенная нами обработка геофизического материала, полученного путем проведения замеров индукционного каротажа в таких скважинах на Арланском нефтяном месторождении позволила получить достоверные данные о распределении остаточных запасов в продуктивных пластах, а также проследить динамику изменения нефтенасыщенности отдельных пропластков;

Одним из методов регулирования разработки на объектах, характеризующихся высокой геологической неоднородностью, является бурение боковых стволов скважин. Бурение БС на пласт ДII муллинского горизонта Туймазинского месторождения позволило на поздней стадии разработки увеличить темпы отбора нефти на 43 %. Для изучения степени влияния технических параметров бокового ствола, геологического строения вскрываемых объектов, а также промысловых показателей эффективности работы окружающих скважин на обводненность продукции и производительность бокового ствола созданы регрессионные уравнения, дающие надежный результат прогноза эффективности бурения боковых стволов в схожих геолого-физических условиях;

Проведение реагентной разглинизации в низкопродуктивных терригенных коллекторах позволяет повысить начальную или восстановить ухудшенную при вскрытии и в процессе эксплуатации пластов продуктивность коллектора. После обработки скважин, вскрывших заглинизированные коллектора Арланского и Северо-Никольского месторождений, их продуктивность увеличилась на 0,2 - 0,6 м<sup>3</sup>/ (сут·МПа), что позволило получить значительный прирост добычи нефти в течение сохранения эффекта от обработок. При системной обработке скважин реагентная разглинизация может служить весьма эффективным методом регулирования разработки.

### Литература

1. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. 267 с.

2. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Токарев М.А. Новые возможности контроля за распределением остаточных запасов и динамикой насыщенности пласта с помощью электрометрии в обсаженной скважине // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 52 - 54.

3. Токарев М.А., Исхаков И.А., Асмоловский В.С. Контроль за разработкой нефтяных месторождений с помощью комплекса геофизических исследований // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 47 - 50.

4. Бурков В.Г. Электромагнитные методы исследования скважин. Уфа: УГНТУ, 1998. 200 с.
5. Бурков В.Г. Исследование интерпретационной возможности электромагнитного каротажа в пластах с зоной проникновения. Новосибирск, Академгородок, ИГ и ГСОАН СССР. 1983. 250 с.
6. Дворкин В.И. Геофизический мониторинг разработки нефтяных пластов, обсаженных стеклопластиковыми трубами. Уфа: ГУП «Уфимский полиграфкомбинат». 2001. 200 с.
7. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / справочник под ред. В.М. Добрынина. М.: Недра. 1988. 476 с.
8. Токарева Н.М. Контроль за выработкой продуктивного пласта при систематических замерах с помощью электрметрии в специальных обсадных трубах СПХ // 3-я Международная конференция молодых ученых и студентов «Новые направления исследований в науках о земле», 5-6 октября 2009 г. С. 50 - 55.
9. Имамов Р.З., Токарева Н.М. Использование скважин со стеклопластиковыми хвостовиками для оценки динамики насыщенности пласта и регулирования разработки // Нефтяное хозяйство. 2009. № 7. С. 90 - 93.
10. Токарева Н.М., Ситдикова Д.Ф., Мифтахова Г.М. Гидродинамические методы регулирования разработки нефтяных объектов и оценка их эффективности // Научные исследования: информация, анализ, прогноз. Книга 25 / Под ред. Кирикова О.И. Воронеж: ВГПУ. 2009. С. 440 - 451.
11. Токарева Н.М., Токарева Т.В., Мифтахова Г.М., Токарев М.А. Моделирование процесса нефтеизвлечения при регулировании разработки гидродинамическими методами с помощью бурения боковых стволов // Научные исследования: информация, анализ, прогноз / Под ред. Кирикова О.И. Воронеж: ВГПУ. 2011. С. 246 - 266.
12. Зейгман Ю.В., Токарева Н.М. Оценка влияния неравномерности разбуривания объектов с высоковязкими нефтями на выработку запасов // Материалы межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов». Ухта, 2010. С. 128 - 133.
13. Токарев М.А., Чинаров А.С., Токарева Н.М., Хисамиев Т.Р. Регулирование разработки с помощью реагентной разглинизации низкопродуктивных коллекторов при изменяющихся гидродинамических условиях // 20 лет РАЕН. Сборник статей. Секция нефти и газа. М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. С. 111 - 115.

## ANALYSIS AND REGULATION OF OIL FIELD DEVELOPMENT FOR THE POTENTIAL OIL RECOVERY ACHIEVEMENT

Yu.V. Zejgman, N.M. Tokareva<sup>1</sup>

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

*e-mail: <sup>1</sup>tokareva\_n\_m@mail.ru*

**Abstract.** *The paper analyzes the results of oil saturation research by induction logging measuring in wells equipped with fiberglass casing pipes at Arlanskoe oil field. We consider the classification of development objects in the multidimensional space of principal component analysis as a tool for analyzing and forecasting performance of oil field development. The efficiency of some modern methods for regulation of mining are shown.*

**Keywords:** *oil recovery, classification, ranking, principal component analysis, PCA, oil saturation, wells using fiber-glass casing pipes, sidetracks, grid density, chemical treatment of mudded reservoirs*

### References

1. Tokarev M.A. Kompleksnyi geologo-promyslovyy kontrol' za tekushchei nefteotdachei pri vytesnenii nefli vodoi (Integrated geological production control of current oil recovery in case of oil displacement by water). Moscow, Nedra, 1990. 267 p.
2. Khisamov R.S., Faizullin I.N., Tokarev M.A. Novye vozmozhnosti kontrolya za raspredeleniem ostatochnykh zapasov i dinamikoi nasyshchennosti plasta s pomoshch'yu elektrometrii v obsazhennoi skvazhine (New opportunities of the control over distribution of residual stocks and dynamics of a saturation of a layer with the help electrometry in the surrounded chink), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2004, Issue 7, pp. 52 - 54.
3. Tokarev M.A., Iskhakov I.A., Asmolovskii V.S. Kontrol' za razrabotkoi neftyanykh mestorozhdenii s pomoshch'yu kompleksa geofizicheskikh issledovaniy (Control of the oil reservoir development via complex of geo-physical investigations), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2002, Issue 4, pp. 47 - 50
4. Burkov V.G. Elektromagnitnye metody issledovaniya skvazhin (Electromagnetic well logging). Ufa, UGNTU, 1998. 200 p.
5. Burkov V.G. Issledovanie interpretatsionnoi vozmozhnosti elektromagnitnogo karotazha v plastakh s zonoj proniknoveniya (Research of interpreting possibility of electromagnetic logging in the oil reservoirs with flushed zones). Novosibirsk, Akademgorodok, USSR, 1983. 250 p.
6. Dvorkin V.I. Geofizicheskii monitoring razrabotki neftyanykh plastov, obsazhennykh stekloplastikovymi trubami (Geo-physical monitoring of formation development equipped with fiber-glass casing pipes). Ufa, Ufimskii poligrafkombinat, 2001. 200 p.

7. Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy neftnyanykh i gazovykh skvazhin (Interpretation of geophysical logging studies of oil and gas wells). Reference book. Ed.: V.M. Dobrynin, Moscow, Nedra, 1988. 476 p.

8. Tokareva N.M. Kontrol' za vyrabotkoi produktivnogo plasta pri sistem- aticheskikh zamerakh s pomoshch'yu elektrometrii v spetsial'nykh obsadnykh trubakh SPKh (Oil reservoirs production control by methodical measuring with electrologging methods in cased wells using fiber-glass pipes), *3-ya Mezhd. konf. molodykh uchenykh i studentov "Novye napravleniya issledovaniy v naukakh o zemle" (3-rd intern. conf. of young scientists and students "New researches trends in the Earth Sciences")*. October 5-6, 2009. P. 50-55.

9. Imamov R.Z., Tokareva N.M. Ispol'zovanie skvazhin so stekloplastikovymi khvostovikami dlya otsenki dinamiki nasyshchennosti plasta i regulirovaniya razrabotki (Usage experience of special casing pipes equipped with glass-reinforced plastic liners for estimation of oil saturation dynamics and development control), *Neftyanoe kho- zyaistvo - Oil Industry*, 2009, Issue 7, pp. 90-93.

10. Tokareva N.M., Sitdikova D.F., Miftakhova G.M. Gidrodinamicheskie met- ody regulirovaniya razrabotki neftnyanykh ob"ektov i otsenka ikh effektivnosti (Hydro- dynamic methods of oil reservoirs development regulation and estimate of their effi- ciency) in *Nauchnye issledovaniya: informatsiya, analiz, prognoz (Scientific resear- ches: the information, the analysis, the forecast)*. Book 25. Ed.: O.I. Kirikov. Voronezh, VGPU, 2009. PP. 440-451.

11. Tokareva N.M., Tokareva T.V., Miftakhova G.M., Tokarev M.A. Mode- lirovanie protsessa nefteizvlecheniya pri regulirovanii razrabotki gidrodinamicheskimi metodami s pomoshch'yu bureniya bokovykh stvolov (Oil reservoir modeling during development regulation by hydrodynamic methods with use sidetracking) in *Nauchnye issledovaniya: informatsiya, analiz, prognoz (Scientific researches: the information, the analysis, the forecast)*. Ed. O.I. Kirikov. Voronezh, 2011. P. 246-266.

12. Zeigman Yu.V., Tokareva N.M. Otsenka vliyaniya neravnomernosti raz- burivaniya ob"ektov s vysokovyazkimi neftnyami na vyrabotku zapasov (Estimation of irregularity drilling of high-viscosity oil reservoirs to the recovery of reserves) in *Ma- terialy mezhd. nauch.-tekh. konf. "Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii vysokovyazkikh neftei i bitumov" (Proceedings of conference "Problems in develop- ment and exploitation of high-viscosity oil fields and bitumes")*. Ukhta, 2010. PP. 128-133.

13. Tokarev M.A., Chinarov A.S., Tokareva N.M., Khisamiev T.R. Reguli- rovanie razrabotki s pomoshch'yu reagentnoi razglinizatsii nizkoproduktivnykh kollek- torov pri izmenyayushchikhsya gidrodinamicheskikh usloviyakh (Regulation of devel- opment with reactant clay cake removal in low productivity reservoirs under varying hydrodynamic conditions) in *20 let RAEN, Sbornik statej. Sekciya nefti I gaza (20 years of RANS. Collection of articles. Oil and Gas section)*, Moscow: Tekhnika, TUMA GRUPP, 2011. PP. 111-115.