

Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений)

С.А. Валеев
генеральный директор¹

М.Р. Дулкарнаев
заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог¹

Ю.А. Котенев
д.т.н., заведующий кафедрой²
geokot@inbox.ru

Ш.Х. Султанов
д.т.н., профессор кафедры²
ssultanov@mail.ru

Л.С. Бриллиант
генеральный директор³

Д.Ю. Чудинова
преподаватель кафедры²
Miracle77@mail.ru

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП
«Повхнефтегаз», Когалым, Россия

²ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

³Тюменский институт нефти и газа, Тюмень, Россия

Для нефтяных компаний, которые широко применяют метод заводнения для извлечения запасов углеводородов, неизменно важным представляется решение следующих задач: повышение эффективности закачки воды в пласт; сокращение объемов попутно добываемой воды; снижение операционных затрат и себестоимости нефтедобычи; наращивание объемов добычи нефти.

Актуальность проблем увеличивается, когда речь идет об оптимизации разработки залежей нефти с плохо регулируемыеми площадными системами или очаговым заводнением. Именно для таких месторождений характерны низкая нефтеотдача и высокие темпы обводнения продукции. В этих условиях сложно прогнозировать результаты работ по оптимизации закачки воды, воздействуя на отдельную

Прокси-моделирование является альтернативой 3D-методам при решении задачи оптимизации процесса извлечения нефти. Прокси-модель точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин. Методология прокси-модели — это искусственная нейронная сеть (ИНС), математический аппарат, который применяется для изучения сложных процессов. Принцип функционирования нейронной сети в задачах управления заводнением заключается в установлении законов взаимодействия скважин на основе исторических откликов. В частности, для решения оптимизационных задач в нефтедобыче таковым (законом) является взаимосвязь дебита нефти добывающей и приемистости окружающих нагнетательных скважин [1, 2].

Одним из самых важных параметров прокси-модели являются коэффициенты реагирования, которые характеризуют вероятность отклика показателей работы добывающей скважины на события, происходящие в окружающих нагнетательных скважинах (запуск/остановка скважины, рост/падение приемистости, ГРП). На карте взаимовлияния (рис. 1) цвет (зеленый, желтый, красный) характеризует интенсивность воздействия.

Характер распределения коэффициентов взаимовлияния говорит о том, что равномерная сетка скважин в условиях высокой геологической неоднородности пласта не обеспечивает компактности фронта заводнения, соответственно, актуальной является необходимость регулирования режимов работы нагнетательных скважин во избежание преждевременного обводнения добывающих скважин и поддержания пластового давления.

Коэффициенты реагирования являются исходными данными для расчета поскважинного баланса закачки (рис. 2), что позволяет судить об эффективности заводнения с позиции контроля фронта закачиваемой воды.

Дисбаланс отборов жидкости и закачки воды в скважинах, который весьма произвольно изменяется во времени, по своей природе является величиной скорее случайной, чем результатом целенаправленной деятельности по управлению процессом заводнения. Низкая устойчивость площадной системы заводнения к внешнему воздействию в реальных, а не идеализированных, как в проектах, условиях с коэффициентом эксплуатации скважин 95% и 100% балансом отборов — вот главная причина низкой нефтеотдачи пластов.

Таким образом, прокси-модель позволяет рассчитать наиболее важные показатели, которые определяют эффективность заводнения: коэффициенты реагирования и поскважинный баланс отборов жидкости. Имея на руках математическую модель взаимовлияния скважин, предоставляется возможным оптимизировать процесс нефтедобычи, управляя режимами закачки воды [3].

В общем случае процесс управления заводнением подразделяется на следующие этапы работ:

1. формирование промысловых баз данных;
2. состояние обустройства и обследование скважин;
3. оценка взаимовлияния и текущего баланса отборов по добывающим скважинам;
4. прокси-моделирование: расчет потенциала заводнения при решении оптимизационной задачи;
5. сопряжение ГТМ на добывающем фронде

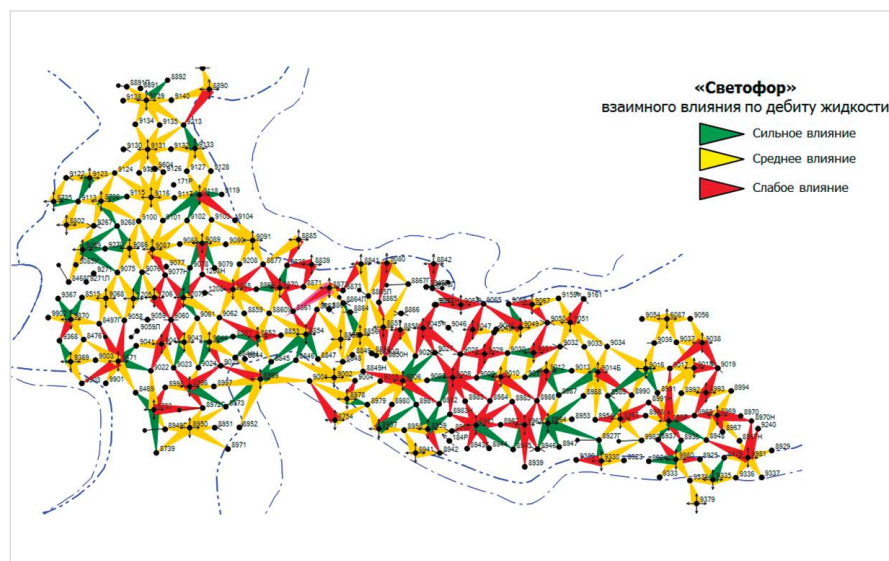


Рис. 1 — Карта взаимовлияния

скважину, которая подвержена влиянию окружающих, и, тем более, невозможно решение главной задачи производства — минимизации операционных затрат и увеличения добычи нефти.

Решением вопроса является совершенствование процесса заводнения на основе управления режимами работы скважин. В этом случае термин «управление режимами» следует трактовать иначе, чем просто изменение приемистости скважин. Это в первую очередь сопряжение геолого-технологических мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах, соответственно, алгоритму оптимизационной задачи.

Материалы и методы

Геолого-промысловые данные, прокси-модель, искусственная нейронная сеть, геолого-статистические модели, геолого-гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова

управление разработкой, 3D модель, коэффициенты реагирования, нейронные сети, оптимизация, дебит нефти, система ППД, коллектор, КИН

6. прогноз технико-экономических показателей добычи нефти по скважинам;
7. ранжирование участков площади залежи соответственно установленным критериям (объем затрат, дополнительная добыча нефти, NPV);
8. формирование плана добычи нефти и дорожной карты работ по скважинам.

В основе формирования рекомендаций, программы мероприятий и режимов эксплуатации скважин лежит детальный геолого-промысловый анализ фактической информации (в том числе промыслово-геофизические, гидродинамические, трассерные исследования), технико-экономическая оценка эффективности выполненных мероприятий, учитывается текущее техническое состояние фонда скважин с привлечением истории ГТМ. Применительно к пласту ЮВ₁ Ватъеганского месторождения были выделены следующие основные задачи и этапы исследования:

- типизация разреза скважин;
- анализ закономерности выработки запасов применительно к типам строения;
- определение источников обводнения скважин по результатам эксплуатации;
- многофакторный анализ латеральной анизотропии;

- структурный анализ как фактор, определяющий условия локализации запасов нефти на поздней стадии разработки.

Анализ разреза коллектора по каждой скважине позволил выделить три типа разреза:

Тип 1 — гидродинамически связанный коллектор — ГСК (характеризуется чередование глинистых прослоев);

Тип 2 — усеченный ГСК, представлен выдержанным песчаным телом, расположенным в кровельной части разреза. Подошвенная часть заглинизирована и характеризуется незначительной долей водонасыщенной толщи;

Тип 3 — двучленное строение. В отличие от типа 2, подошвенная часть представлена сопоставимым по толщине опесчаненным интервалом насыщенным водой (рис. 3).

В результате картирования выделенных типов разреза отмечается вертикальное расположение «врезов» (рис. 4). Наибольшее распространение по площади имеют усеченный ГСК и двучленный тип строения. Гидродинамически связанный коллектор представлен небольшими «врезами» в центральной и восточной частях исследуемого участка.

Закономерным является вопрос влияния типа разреза на характер выработки запасов.

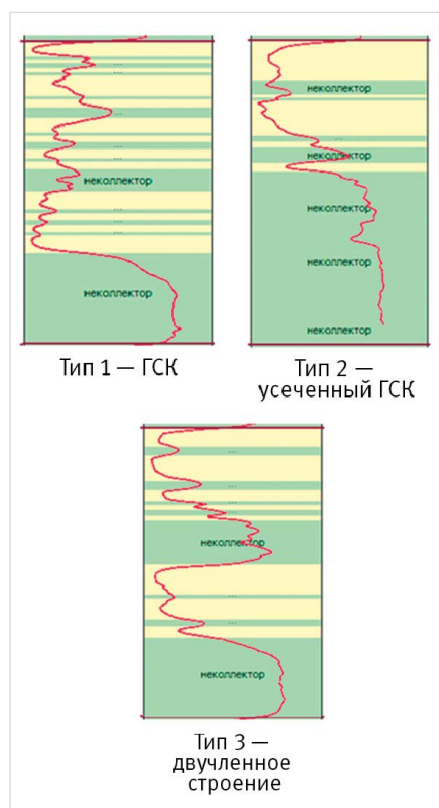


Рис. 3 — Типизация разреза коллектора

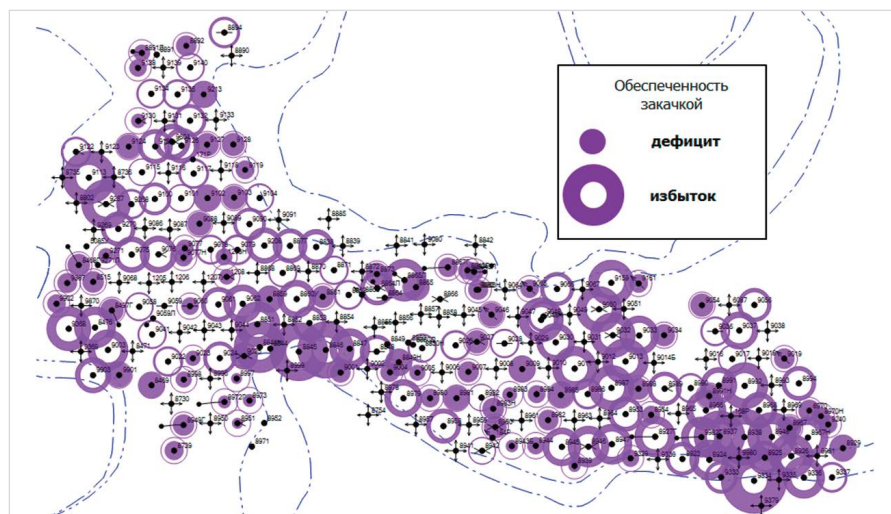


Рис. 2 — Карта обеспеченности закачкой

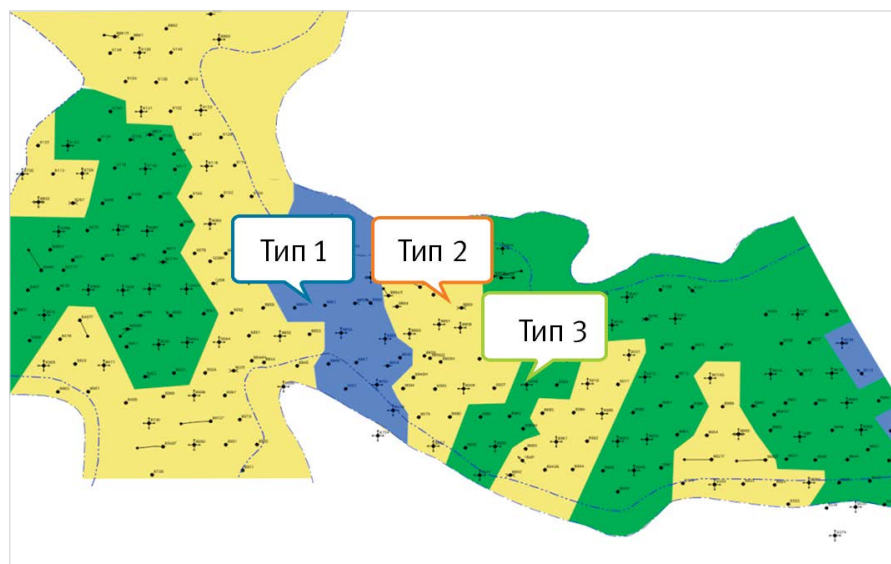


Рис. 4 — Распространение типов коллектора по площади

Отличие состоит в меньшем объеме исходной информации (в расчете были приняты 24 события — 2 года эксплуатации каждой скважины из группы нагнетательных-добывающих). Учет и исключение моментов остановки, бездействия, запуска скважин и изменения объема закачиваемого реагента предусмотрены посредством их выборки, с помощью специально созданного программного модуля. Автоматическая фильтрация осуществляет сортировку и обработку исходного массива данных методом рекурсивного вызова алгоритма сортировки данных. В качестве исходного массива были выбраны файлы технологических режимов работы скважин во времени — эксплуатационные карточки.

Анализ интенсивности системы заводнения выполнен для участка пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения (рис. 7).

Полученные значения корреляции по группе скважин были сгруппированы по шкале Чеддока, оценивающей тесноту связи между признаками. В основу расчета были взяты временные ряды отборов нефти, жидкости и закачки воды.

Для группы скважин, где коэффициент корреляции по шкале Чеддока, хотя бы по одному из признаков (дебит нефти или жидкости) составил более 0,5 д.ед., были отнесены в категорию с хорошей гидродинамической взаимосвязью.

По результатам расчетов выполнено условное картирование приоритетных направлений фильтрации и карт корреляции коэффициента Спирмена для участка пласта.

БС₁₀²⁻³ (по соотношению дебиту нефти и закачки воды)

Анализ карт позволил установить основное направление движения фронта заводнения от нагнетательных скважин и что основные потоки фильтрации распространяются по СВ-ЮЗ (северо-восточном — юго-западном) и СЗ-ЮВ (северо-западном — юго-восточном) направлениям.

Анализ фациальной изменчивости пласта и геолого-геофизических параметров позволил установить, что именно в таком направлении происходит улучшение

ФЕС, увеличение опесчанивания пласта по латерали.

Анализ карт взаимодействия скважин по коэффициенту Спирмена позволил установить взаимосвязь интенсивности заводнения с проницаемостью, долей невыработанных запасов и пластового давления. Полученные результаты не противоречат общим представлениям о процессе нефтеизвлечения, тем самым подтверждая достоверность применяемого метода оценки взаимовлияния скважин.

Вопрос влияния геолого-геофизических особенностей пласта на характер выработки запасов и на основные направления фронта заводнения был подтвержден математическим моделированием эффективности воздействия ГРП на остаточные запасы, путем составления уравнения регрессии.

Скважины эффект от проведения ГРП на которых является максимальным, расположены в субмеридиональном положении с С (севера) на Ю (юг). Участки с максимальной дополнительной добычей нефти от проведения ГРП имеют наиболее высокие значения эффективных толщин, коэффициента расчлененности, а также отличаются наилучшими ФЕС [6–8].

Итоги

В работе рассмотрено решение вопросов повышения эффективности заводнения и сокращения объемов попутно добываемой воды посредством управления режимами работы скважин через определенные алгоритмы путей решения данной проблематики.

Выводы

Установление взаимовлияния пар скважин методом расчета коэффициента Спирмена позволяет выявлять участки, неохваченные заводнением и участки, для которых необходимо проводить селективную водоизоляцию с целью перераспределения фильтрационных потоков. Предложенный метод может быть использован при планировании ГТМ и оптимизации системы заводнения. Принципы совершенствования системы заводнения сопряжены с фактором латеральной анизотропии, а также учитывают

структурно-гравитационный фактор. Предложенная программа работ основана на оптимизации режимов работы нагнетательных и добывающих скважин и направлена на снижение обводненности продукции скважин и стабилизацию добычи нефти.

Формирование рядной системы разработки в центральной части пласта ЮВ₁, обуславливает необходимость развития методических основ и подходов к планированию работ.

Список литературы

1. Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Волков Ю.А. Проблемы и опыт проектирования разработки длительно эксплуатируемых залежей нефти на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: труды международной научно-практической конференции. Казань: Фэн, 2012. С. 255–257.
2. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Оптимизация системы разработки и трансформация системы заводнения на крупном нефтегазоносном объекте. Сб. науч. трудов. Вып.4 (9), Уфа: Монография, 2015. С. 118–127.
3. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 103–125.
4. Котенев Ю.А., Мананов Т.Ф. Обоснование и размещение проектных скважин при реализации метода повышения нефтеотдачи. Проблемы повышения нефтеотдачи пластов. Научно-техническая Конференция молодых ученых и специалистов, тезисы докладов, Уфа, 1989. С. 10.
5. Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю. Предложения по регулированию системы разработки для повышения выработки слабодренлируемых участков. Разведочная и промысловая геофизика: теория и практика. Сборник докладов Десятой молодежной научно-практической конференции. Вып.9. Уфа: Информреклама, 2015. С. 10–15.
6. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р. Геологические условия эффективного применения ГРП неоконских отложений. Уфа: Гилем, Вып. № 21. 2015 С. 63–69
7. Султанов Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки нефтяных месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов. Уфа: Монография, 2009. 204 с.
8. Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Ягафаров Ю.Н., Щербинин В.Г. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи. Уфа: УГНТУ, 1998. 146 с.

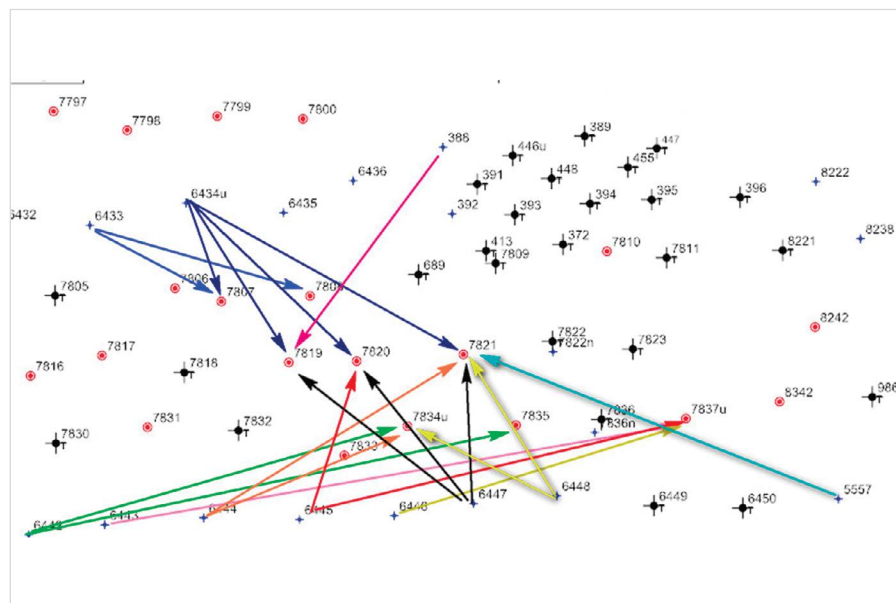


Рис. 7 — Карта направлений фильтрационных потоков по участку пласта

Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields)

Authors:

Salavat A. Valeev — general director¹

Marat R. Dulkarnaev — deputy general director on field development – chief geologist¹

Yuri A. Kotenev — Sc.D., head of department²; geokot@inbox.ru

Shamil Kh. Sultanov — Sc.D., professor²; ssultanov@mail.ru

Leonid S. Brilliant — general director³

Daria Yu. Chudinova — lecturer²; Miracle77@mai.ru

¹LUKOIL - Western Siberia, LLC TPP "Povhneftegaz", Kogalym, Russian Federation

²FGBOU VPO Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

³Tyumen oil and gas Institute, Tyumen, Russian Federation

Abstract

For the oil companies, which are widely used method for the extraction of water flooding of hydrocarbon reserves, always important to address the following challenges: improving the efficiency of water injection; reducing the volume of produced water; reduction of operating costs and the cost of oil production; increasing the volume of oil production. The urgency of the problems increases when it comes to optimizing the development of oil deposits with poorly controlled areal systems or focal flooding. It is for these deposits are characterized by low oil recovery rates and high water cut. In these conditions it is difficult to predict the results of the optimization of water injection by acting on a single hole, which is influenced by others, and, moreover, impossible to solve the main task of production - minimize operating costs and increase oil. Decision of the issue is to improve the process of flooding on the basis of mode control wells. In this case, the term "control regimes" should

be treated differently than just a change injectivity. This first pair of geological and technological measures on the production and injection wells, respectively algorithm optimization problem.

Materials and methods

Geological fields data, proxy model, artificial neural network, geological and statistical models, geological and hydrodynamic modeling.

Results

In this work were considered issues of flooding and increase the efficiency of reduction of volumes of produced water by controlling the modes of operation of wells through certain paths algorithms for solving of this problem.

Conclusions

Establishing mutual well pairs by calculating the Spearman coefficient allows to identify areas not covered by flooding and areas that require waterproofing selective conduct for the

purpose of redistribution of filtration flows. The proposed method can be used in the planning of well interventions and optimize flooding system.

Principles of perfection flooding system are associated with the lateral anisotropy factor, as well as take into account the structural and gravity factor. The proposed program of work is based on the optimization of operating modes of injection and production wells and is aimed at reducing water production wells and the stabilization of oil production. Formation of the row system development in the central part YuV1 formation necessitates the development of methodical bases and approaches to planning work. without preliminary gas separation.

Keywords

oilfield development, 3D model, response rates, neural networks, optimization, production rate, reservoir pressure maintenance system, reservoir, oil recovery

References

- Mikhaylov V.N., Dulkarnaev M.R., Volkov Yu.A. *Problemy i opyt proektirovaniya razrabotki dlitel'no ekspluatiruemykh zalezhey nefti na primere Vat'eganskogo mestorozhdeniya Zapadnoy Sibiri* [Problems and experience in design development for a long time exploited oil deposits on the example Vateganskogo deposits of Western Siberia]. High-viscosity oil and natural bitumen: problems and increase the efficiency of exploration and development: proceedings of the international scientific-practical conference. Kazan: *Fen*, 2012, pp. 255–257.
- Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. *Optimizatsiya sistemy razrabotki i transformatsiya sistemy zavodneniya na krupnom neftegazonosnom ob'ekte* [Optimization of development and transformation of waterflooding system to a major oil and gas facility]. Collected works, a monograph, Ufa: *Monografiya*, issue 4(9), 2015, pp. 118–127.
- Kazhdan M.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Dulkarnaev M.R. *Vosstanovlenie litologo-fatsial'noy obstanovki formirovaniya produktivnogo gorizonta s ispol'zovaniem sovremennykh geoinformatsionnykh tekhnologiy* [Restoring lithofacies conditions of formation of productive horizon using modern geoinformation technologies]. Oil and gas Business, 2013, issue 6, pp. 103–125.
- Kotenev Yu.A., Manapov T.F. *Obosnovanie i razmeshchenie proektnykh skvazhin pri realizatsii metoda povysheniya nefteotdachi* [Rationale and design of wells razmeshchnie in implementing EOR] Problems EOR. Scientific and technical conference of young scientists and specialists, abstracts. Ufa, 1989, p. 10.
- Kotenev Yu.A., Chudinova D.Yu. *Predlozheniya po regulirovaniyu sistemy razrabotki dlya povysheniya vyrabotki slabodreniruemykh uchastkov* [Proposals for the development of systems to improve the management of production sites slabodreniruemykh]. Exploration and production geophysics theory and practice. Proceedings of the Tenth Youth scientific and practical conference, issue 9, Ufa: *Informreklama*, 2015, pp. 10–15.
- Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Efimov E.R. *Geologicheskie usloviya effektivnogo primeneniya GRP neokomskikh otlozheniy* [Geological conditions of effective application of hydraulic fracturing Neocomian deposits] Ufa: *Gilem*, 2015, issue 21, pp. 63–69.
- Sultanov Sh.Kh. *Metotekhnologiya sistemnogo analiza razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s razlichnymi kategoriyami trudnoizvlekaemykh zasposov* [Method technology system analysis of the development of oil fields to different categories of stranded]. Ufa: *Monografiya*, 2009, 204 p.
- Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Yagafarov Yu.N., Shcherbinin V.G. *Geologo-promyslovyy analiz effektivnosti primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi* [Geologic analysis of the effectiveness of methods of enhanced oil recovery]. Ufa: *USPTU*, 1998, 146 p.