

Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения

Д.М. Васильев

преподаватель кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»¹
pilotwrc@mail.ru

Ю.А. Котенёв

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»¹, зав. лабораторией «Технологий воздействия на пласт»²
geokot@inbox.ru

¹ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия

²ГАНУ «ИСИ РБ», Уфа, Россия

Для современного этапа разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири характерна преимущественная выработка высокопродуктивных коллекторов и значительный рост доли запасов, содержащихся в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах. Достижение плановых коэффициентов извлечения нефти происходит в основном за счет реконструкции либо совершенствования уже сформированных систем заводнения. В работе рассмотрен принцип подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий, направленных на стабилизацию добычи нефти месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, за счет переноса фронта нагнетания воды; организации дополнительных нагнетательных рядов; очагов закачки воды; выделения зон самостоятельной разработки. При этом площадные и рядные системы трансформируются в избирательные системы заводнения. В качестве объекта исследований выбраны разрабатываемые месторождения в пределах Вартовского свода — Самотлорское и Ново-Покурское. Принцип подбора скважин для проведения мероприятий основан на определении степени взаимодействия соседних скважин, которая, в свою очередь, вычисляется путем

Одним из способов увеличения текущего уровня добычи нефти на поздней стадии разработки является повышение эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) [1]. Однако для решения данной задачи необходимо иметь представление о том, насколько изменится уровень добычи нефти и жидкости в добывающих скважинах после увеличения или уменьшения объема закачиваемого агента в очагах нагнетания.

В настоящее время имеется несколько методов для анализа состояния пласта [2, 3, 4], затрагивающие различные области знаний — геофизику, подземную гидродинамику, геохимию и математику. Однако в подавляющем большинстве случаев их применение невозможно без дополнительных данных, которые получают в результате проведения дорогостоящих промысловых исследований. При всех преимуществах промысловых исследований, их существенным недостатком является то, что ими практически невозможно полностью охватить крупные месторождения, то есть исследования выполняются на локальных площадях и в различное время, что не обеспечивает полной картины выработки запасов.

Сегодня наиболее востребованным аналитическим методом анализа пластовых резервуаров является гидродинамическое моделирование, дорогостоящее мероприятие, но не всегда достоверный инструмент. К тому же, по мере уплотнения сетки скважин, появления новых очагов заводнения и формирования системы ППД, необходимо актуализировать текущую гидродинамическую модель, что требует дополнительных затрат и, самое главное, времени, что в условиях необходимости принятия оперативного решения не позволяет использовать модель. Другим способом является построение различных трендовых зависимостей изменения показателей работы добывающих скважин от закачки. Однако часто вывести закономерность, которая позволяла бы однозначно дать прогноз, также не представляется возможным.

Задача подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ) является актуальной, часто сводится к прогнозированию дополнительной добычи скважин от изменения закачки, ее решение не должно требовать больших временных и финансовых затрат. Для подбора скважин предлагается следующее методическое обоснование.

На первом этапе исследований решается задача анализа работы пар скважин: добывающих и нагнетательных. Исходной информацией для определения степени взаимодействия соседних скважин являются ежемесячные показатели закачки и добычи соответственно. Для оценки степени взаимодействия скважин исследуется уровень согласованности графиков добычи и обводненности в частотной области [5].

Эти данные, по сути, представляют собой числовые ряды которые можно анализировать, рассчитав функцию когерентности, используя современное программное обеспечение и вычислительные мощности электронно-вычислительных машин (ЭВМ).

В качестве исходной информации для определения степени взаимодействия соседних нагнетательных и добывающих скважин использованы показатели их закачки и добычи соответственно. Исследуется уровень согласованности входного сигнала $x(t)$, которым является месячный объем закачки и выходного сигнала $y(t)$ — помесечные показатели обводненности добываемой продукции. В качестве системы, которая переводит входной сигнал $x(t)$ в выходной $y(t)$, выступает межскважинное пространство (продуктивный пласт).

Задача оценки взаимовлияния скважин сводится к сравнению сигналов $x(t)$ и $y(t)$ в частотной области с использованием теории спектрального анализа. Выходной сигнал $y(t)$ должен выражать реакцию системы (пласта—коллектора) на изменение входного сигнала $x(t)$ (закачки в нагнетательной скважине). Чем ярче выражается эта реакция на выходном сигнале $y(t)$, тем достовернее результат диагностирования связи между скважинами. При сравнении параметров работы скважины обводненность продукции является более чувствительным показателем изменения закачки в соседней нагнетательной скважине по отношению к дебиту жидкости, поэтому в качестве выходного сигнала $y(t)$ авторами приняты помесечные замеры обводненности.

Изменение объемов добычи нефти, жидкости либо закачки с течением времени возможно представить в виде колебательного процесса. Исходные сигналы могут обрабатываться различными методами. В теории цифровой обработки сигналов (ЦОС) основным методом является спектральное преобразование, простейший вид которого — разложение исходного периодического сигнала $x(t)$ в ряд Фурье [6]

$$x(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(2\pi n f_0 t) + b_n \sin(2\pi n f_0 t)] \quad (1)$$

Если перейти от тригонометрических функций к комплексным экспонентам по формулам Эйлера, то формула (1) преобразуется к следующему виду:

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_n e^{-i2\pi n f_0 t} \quad (2)$$

$$C_n = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) e^{-i2\pi n f_0 t} dt \quad (3)$$

где $f_0 = 1/T$ — частота, T — период сигнала $x(t)$. Числа C_n называются коэффициентами Фурье сигнала $x(t)$. Представление произвольного сигнала $x(t)$ в виде линейной комбинации гармонических функций

расчета функции когерентности, предварительно данные закачки и добычи переводятся из временной области в частотную.

Материалы и методы

Решение поставленной задачи основывается на статистическом анализе динамики добычи жидкости и закачки воды по данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) по скважинам, построении двумерных карт распределения геологических параметров. Новым методом исследований являлось проведение частотного анализа данных добычи и закачки с применением ЭВМ.

Ключевые слова

пласт, скважина, запасы, нефтенасыщенность

называется его дискретным спектральным разложением. Набор частот $f_n = n f_0$ и соответствующих им комплексных амплитуд C_n называется дискретным спектром сигнала $x(t)$.

Общие черты двух колебательных процессов можно описать, исследуя характер изменения функции когерентности, то есть, по колебаниям ежемесячных показателей закачки и обводненности продукции скважин.

Функция когерентности обычно используется при анализе линейных систем преобразования входной функции $x(t)$ в выходную функцию $y(t)$. Как вариант спектрального метода статистического анализа скоррелированности сигналов в частотной области используется КМК-оценка (квадрат модуля когерентности):

$$C_{x,y}(f) = \frac{|P_{x,y}(f)|^2}{P_{xx}(f) \cdot P_{yy}(f)} \quad (4)$$

где $P_{x,y}(f)$ — взаимная спектральная плотность мощностей (СПМ) двух сигналов; $P_{xx}(f)$, $P_{yy}(f)$ — функция

СПМ входного и выходного сигналов, зависящая от частоты f .

Следует отметить, что перед проведением подобных вычислений проводится предпроцессинговая обработка данных, включающая операции подбора пар скважин, выравнивание данных по времени и нормировку.

На рис. 1 представлен пример оценки взаимовлияния пары добывающая–нагнетательная скважина. В конкретном случае наблюдается высокая когерентность графиков закачки и обводненности по скважинам 16281 и 25913, при которой квадрат модуля когерентности (КМК) достигает величины 0,86 д.ед.

Для наглядной иллюстрации результатов подобных расчетов строится карта взаимодействия скважин, по которой можно оценить распределение фильтрационных потоков по пласту и влияние нагнетательных скважин на соседние добывающие. Стоит отметить, что при расчете все пары взаимодействующих скважин условно можно разделить на три категории:

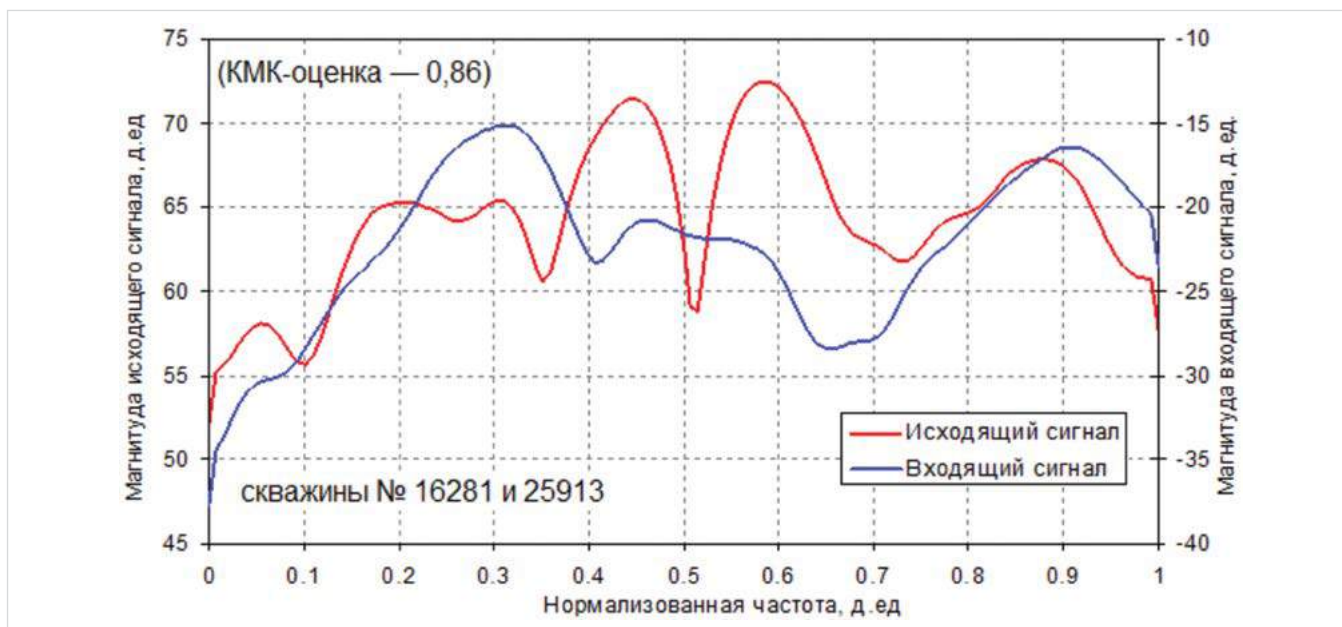


Рис. 1 — Пример оценки взаимовлияния пары добывающая–нагнетательная скважина. Самотлорское месторождение, пласт АВ₁₋₂
 Fig. 1 — The estimation example of the interference between producing and injection wells. Samotlorskoe field, formation AV₁₋₂



Рис. 2 — Выбор первоочередных участков для назначения ГТМ. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Fig. 2 — The selection of areas of top priority for well intervention. Novo-Pokurskoe field, formation UV₁²

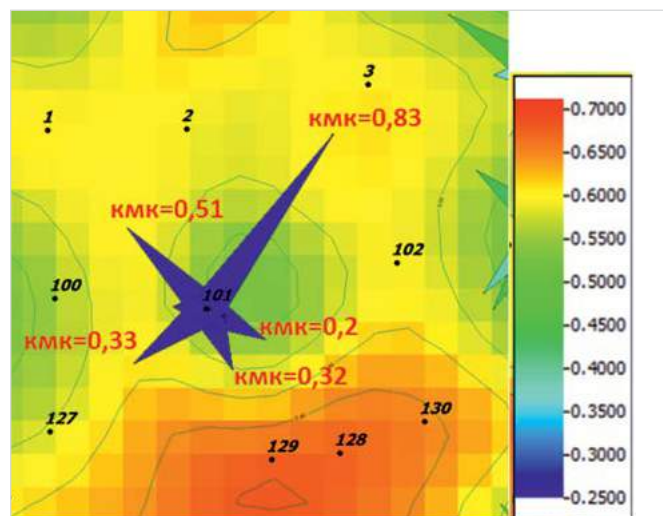


Рис. 3 — Фрагмент карты нефтенасыщенности в районе скважины 101 по состоянию на 01.07.2016 г. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Fig. 3 — The map tile of the current oil saturation near the well 101. Novo-Pokurskoe field, formation UV₁²

- пары, в которых в период их эксплуатации имеется период времени совместной работы;
- пары, в которых длина периода времени совместной работы недостаточна для определения степени взаимодействия;
- пары, в которых отсутствует период времени совместной работы.

Исходя из этого, на карте связь между скважинами можно обозначить стрелками, направление которых будет соответствовать отрезку, соединяющему точки нагнетательной и добывающей скважины, а длина стрелки должна соответствовать величине КМК-оценки (рис. 2). Для определения последовательности ГТМ проводится картирование зон, ооконтуривающих скважины с высоким и низким взаимодействием. При этом кластеризация, другими словами, объединение скважин в группы проводится по двум критериям — коэффициентам частотного взаимодействия и расстоянию между рассматриваемыми скважинами. Ранжирование участков проводится, исходя из предположения, что любой участок может быть охарактеризован одной из четырех комбинаций параметров:

- 1) участок с высокой плотностью запасов и высоким коэффициентом взаимодействия скважин — на таких участках процесс вытеснения нефти из коллектора происходит максимально эффективно и для достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) дополнительных ГТМ не требуется;
- 2) участок с малой плотностью запасов и высоким коэффициентом взаимодействия скважин — на таких участках возможно

- планировать низкочастотные ГТМ, так как вопрос реализации ГТМ в большей степени зависит от его экономической эффективности;
- 3) участок с высокой плотностью запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин представляет максимальный интерес в рамках данной работы. В пределах такого участка процесс выработки запасов неэффективен, и для достижения проектного КИН требуется проведение дополнительных мероприятий по регулированию системы разработки;
 - 4) участок с малой плотностью запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин — такой участок считается выработанным, и для отбора остаточных запасов не требуется дополнительных мероприятий.

В качестве дополнительного обоснования правильности выбора первоочередных участков для проведения ГТМ предлагается обратиться к результатам расчетов на трехмерной гидродинамической модели [7]. На рис. 3 и 4 показаны фрагменты карты текущей нефтенасыщенности по пласту ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения, полученные по результатам расчета на модели. Выделенные участки характеризуются большим значением насыщенности, что свидетельствует о наличии целиков невыработанной нефти. Как видно из рис. 4, целики расположены между скважинами со степенью частотного взаимодействия на уровне 0,2–0,3 д.ед.

Высокая изменчивость показателя КМК по участкам скважин дает возможность рассматривать их как претендентов на применение потокоотклоняющих технологий, направленных

на выравнивание зональной неоднородности участка, повышение коэффициента охвата участка и формирование избирательных систем заводнения. Основными геолого-техническими мероприятиями на поздних стадиях разработки являются, как правило: зарезка боковых стволов, перевод скважин под закачку, остановка обводнившихся скважин, проведение гидроразрыва пласта.

По результатам анализа работы скважин, пробуренных на пласт ЮВ₁² Ново-Покурского месторождения, выдавалась рекомендация по переводу скв. 103 и 109 в нагнетательный фонд. В период добычи данные скважины характеризовались низкими показателями частотного взаимодействия с соседними нагнетательными скважинами. До перевода скв. 103 характеризовалась следующими параметрами — $Q_n=0,33$ т/сут, обводненность 97,2%; скв. 109 находилась в консервации. Эффект от закачки воды в скв. 103 сопровождался увеличением добычи скв. 102 и 104 (рис. 5). Практическая эффективность перевода в нагнетание скв. 103 подтверждена актом внедрения с технологическим эффектом 1,3 тыс. т дополнительно добытой нефти за период с 12.11.2013 г. по 31.12.2014 г.

Итоги

Предложен метод определения уровня взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин, что позволяет оперативно оценивать эффективность системы поддержания пластового давления и принимать решения по корректировке сформированных систем заводнения в случае необходимости.

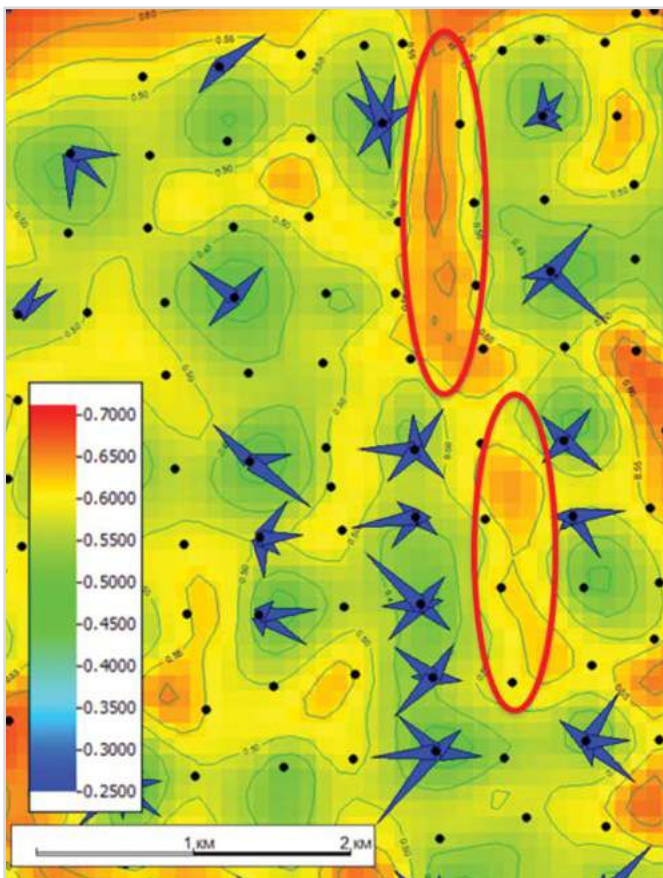


Рис. 4 — Фрагмент карты текущей нефтенасыщенности по результатам гидродинамического моделирования. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Fig. 4 — The map tile of the current oil saturation, according to the results of hydrodynamic modeling. Novo-Pokurskoe field, formation UV₁²

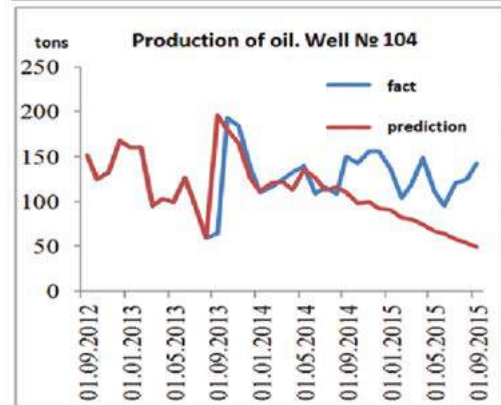
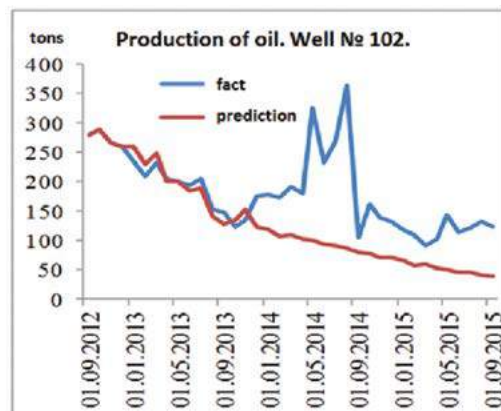


Рис. 5 — Прирост добычи за счет перевода в нагнетание скв. 103. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Fig. 5 — The production gain as a result of the transfer in the injection well 103. Novo-Pokurskoe field, formation UV₁²

Выводы

1. Анализ оценки взаимодействия скважин, с расчетом величины квадрата модуля когерентности (КМК-оценки), позволяет проводить оценку охвата залежи заводнением.
2. По результатам применения частотного анализа на фонде скважин Ново-Покурского месторождения, выявлены участки пластов, не охваченные вытеснением существующей системой ППД. Предложенные карты с нанесенными обозначениями взаимовлияния скважин использованы при оперативном планировании изменения режима работы скважин и проектировании ГТМ.

3. Рекомендации по проведению адресных геолого-технических мероприятий на Ново-Покурском месторождении позволяют увеличить добычу нефти на участках с низкой выработкой запасов.

Список литературы

1. Валиев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Чудинова Д.Ю., Бриллиант Л.С. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватъеганского и Тевлино-Русскинского месторождений) // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №3 (49). С. 38–44.
2. Абабков К.В., Васильев Д.М.,

- Хисамутдинов Н.И., Сафиуллин И.Р., Шаисламов В.Ш. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2014. №7. С. 10–13.
3. Гильманова Р.Х., Васильев Д.М., Махмутов А.А., Особенности моделирования куба нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с переходной зоной «нефть–вода» на примере Северо-Покурского месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 2014. №12. С. 21–25.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Rationale for choosing wells for well intervention of mature production fields

UDC 622.276

Authors:

Dmitry M. Vasilev — the lecturer of “Geology and exploration of oil and gas fields” department¹; pilotwrc@mail.ru

Yury A. Kotenev — Sc.D., professor, the head of the department “Geology and exploration Oil and Gas Fields”¹ the head of the laboratory “Technologies of impact on layer”²; geokot@inbox.ru

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

²Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan Ufa, Russian Federation

Abstract

The present-day development stage of West Siberia oil fields is characterized by the primary production of highly productive reservoirs and the increasing of oil resources in non-uniform and the reservoirs of low permeability.

To achieve oil recoverability factor, according to the plan, one needs to reconstruct or develop the water flooding pattern.

The method of well selection for well interventions, that is described in the article, is intended for the regulation of oil recovery in oil fields of advanced stages of development by means of the front displacement of the water injection; construction of complementary row of injection wells; the sources of water injection; the separation of layers of the individual development.

At the time the dispersed pattern-type injection and the line drive flooding turns into the selective flooding system.

Producing fields — the Samotlorskoe and the Novo-Pokurskoe within the Vartovskiy structural high — were chosen as the exploration targets.

The principle of well selection for well interventions is based upon the determination of the interaction degree between bordering wells; the interaction degree is estimated by calculating the coherence function; oil and gas production and injection data are usually transferred from the time domain to the frequency domain beforehand.

Materials and methods

The solution of the problem is based on the statistical analysis of the fluid dynamics of oil production and water injection according to monthly operating reports, 2D allocation maps of geological parameters.

Carrying out of the frequency analysis of oil production and water injection by means of the ECM became a new method of testing.

Results

The method of determination of the well interference between production and injection wells allows to estimate the efficiency of the

reservoir pressure maintenance system and to correct water flooding patterns, if necessary.

Conclusions

1. The evaluation analysis of the well interference and the value calculation of the squared absolute value of the coherency allows to estimate the conformance.
2. Reservoir compartments, not covered by the displacement of the existing system of water injection were identified, according to the results of the frequency analysis of Novo-Pokurskoe oil field. The maps with notations of well interference were used while planning changes during well operations and well intervention.
3. Recommendations, concerning with geological and technical well interventions in Novo-Pokurskoe oilfield allow to increase oil production in areas of low reserve recovery.

Keywords

reservoir, well, reserves, oil saturation

References

1. Valiev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Chudinova D.Yu., Brilliant L.S. *Metodicheskie osnovy planirovaniya i organizatsii intensivnykh sistem zavodneniya (na primere plastov Vat'eganskogo i Tevlino-Russkinskogo mestorozhdeniy)* [Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields)]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 3 (49), pp. 38–44.
2. Ababkov K.V., Vasil'ev D.M., Khisamutdinov N.I., Safiullin I.R., Shaislamov V.Sh. *Ekspress-metod otsenki stepeni vzaimodeystviya skvazhin s ispol'zovaniem chastotnogo analiza dannykh istorii ekspluatatsii nagnetatel'nykh i dobyvayushchikh skvazhin* [Express-method of assessment of wells interference degree by means of applying frequency analysis of history data of injection and producing wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, issue 7, pp. 10–13.
3. Gil'manova R.Kh., Vasil'ev D.M., Makhmutov A.A. *Osobennosti modelirovaniya kuba neftenасыshchennosti slozhnopostroennykh zalezhey s perekhodnoy zonoй «neft'–voda» na primere Severo-Pokurskogo mestorozhdeniya* [Some specific features of modeling oil saturation cube of complicatedly-composed deposits with “oil-water” transit zone on the example of Severo-Pokursky field]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2014, issue 12, pp. 21–25.