



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сборник докладов научно-практических конференций
журнала «Нефтяное хозяйство» 2017 г.

- ◆ X научно-практическая конференция «**Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений**»
- ◆ XVII научно-практическая конференция «**Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами**»
- ◆ 46 ежегодная конференция «**Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности**»

ISBN 978-5-93623-033-2



9 785936 230332



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сборник докладов научно-практических конференций
журнала «Нефтяное хозяйство» 2017 г.

Actual Problems of Oil Industry

The Collection of Reports of Scientific and Practical Conferences
held by Oil Industry Journal in 2017

Москва
ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
2018

УДК: 622.276
ББК 33.361
А43

Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов. – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2018. – 105 с.

В сборнике представлены материалы трех научно-практических конференций, организованных журналом «Нефтяное хозяйство» в 2017 г.:

X научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», 18–20 апреля 2017 г., г. Уфа

XVII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 03–05 октября 2017 г., г. Сочи

46 ежегодная конференция «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности», 24–26 октября 2017 г., г. Астрахань

УДК: 622.276
ББК 33.361

Редакционный совет:

В.А. Байков
А.П. Беспалов
В.Н. Зверева
А.В. Колонских
С.В. Костюченко
А.М. Кузнецов
А.М. Петраков
Д.А. Скуба
Е.Н. Чернышов

Редактирование:

В.И. Федорова

СОДЕРЖАНИЕ

X научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений»

4 Жижимонтов И.Н., Степанов С.В., Свалов А.В.

Исследование фильтрационно-емкостных свойств пластов БВ Самотлорского месторождения с использованием стохастической порово-сетевой модели

15 Иванов А.В., Степанов С.В.

Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесности фазовой проницаемости

26 Кузьмичев О.Б.

Разработка поисковых критериев выявления нефтенасыщенных низкоомных терригенных коллекторов в Западной Сибири по данным изучения керна и геофизических исследований скважин

39 Петухова Ю.А., Потехин Д.В.

Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

48 Стародубцев О.В.

Повышение эффективности системы заводнения на ачимовских отложениях за счет трансформации системы разработки (на примере Поточного месторождения)

56 Ходанович Д.А., Бахтий Н.С.

Анализ и оптимизация гидродинамических моделей ОАО «Сургутнефтегаз» для оперативного планирования геолого-технических мероприятий

XVII научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»

65 Масагутов Р.Х., Минкаев В.Н., Илеменова О.Д.

Комплексное геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Башкортостана)

79 Рогов А.А.

Методика прогноза содержания органического вещества в породах баженовской свиты по данным геофизических исследований скважин на примере месторождений Томской области

46 ежегодная конференция «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности»

88 Михайлов А.П., Абрамова М.В.

Использование программного комплекса WellInfo для управления геолого-геофизическими и промысловыми данными в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени

**Исследование
фильтрационно-емкостных
свойств пластов БВ
Самотлорского
месторождения с
использованием
стохастической порово-
сетевой модели**

И.Н. Жижимонтов,
С.В. Степанов,
А.В. Свалов
(ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»)

Адрес для связи: inzhizhimontov@rosneft.ru

Ключевые слова: стохастическая порово-сетевая модель, пористость, абсолютная проницаемость

В настоящее время гидродинамическое моделирование является основой при проектировании и сопровождении месторождений углеводородов. В свою очередь адекватность гидродинамической модели тесно связана с количеством и качеством исходных данных. Решить проблему недостаточности или низкого качества исходных данных можно с использованием технологии «Цифровой керн». В статье дано описание разработанной стохастической порово-сетевой модели. Приведены результаты тестирования созданной компьютерной программы. Рассмотрены результаты ее применения для обоснования зависимости пористость – абсолютная проницаемость пласта БВ Самотлорского месторождения. Стохастическая порово-сетевая модель виртуальных образцов горной породы строилась в два этапа. Первый этап состоял в стохастической реконструкции пустотного пространства. На втором этапе выполнялся расчет абсолютной проницаемости, исходя из численной имитации течения однофазной несжимаемой жидкости в поровых каналах. С целью доизучения объекта создано несколько стохастических порово-сетевых моделей с детальной настройкой на керновые данные с учетом литологического описания образцов. В

**The investigation of reservoir
properties of BV formation of
Samotlorskoye field using
stochastic pore-network model**

I.N. Zhizhimontov,
S.V. Stepanov,
A.V. Svalov
(Tyumen Petroleum Research Center,
RF, Tyumen)

E-mail: inzhizhimontov@rosneft.ru

Keywords: stochastic network models, porosity, absolute permeability

Nowadays hydrodynamic modelling is the base for projecting and supporting the fields. Adequacy of the hydrodynamic model is connected with quantity and quality of initial data, and with petrophysical properties. In this case, in practice, there is a situation where there are problems with the quantity and / or quality of the source data. This problem can be solved using the Digital Core technology.

In this article is described the developed stochastic pore-network model, presented the results of testing the created computer program, and examines the results of its application to substantiate the porosity-the absolute permeability dependence of the BV formation of Samotlorskoye field.

Presented in the work the stochastic pore-net model of virtual rock samples was constructed in two stages. The first stage is the stochastic reconstruction of the void space. Capillary pressure curves were used as an initial information. The adjustment of the stochastic model to core data was carried out by correlation and topological parameters, such as the maximum coupling radius (directly affects the coordination number), weight functions, etc. The second stage is the absolute permeability calculation, starting from a numerical simulation of a single-phase incompressible fluid flow in pore channels. For this, the equations of hydraulics are used: the equations of the mass balance in the pores and the equations for the fluid flow in the channels (Poiseuille equations). With the purpose of studying the object, several stochastic porous-network models were created with detailed tuning to cores data taking into account the lithological description of the samples. As a result of averaging a large number of

результате усреднения большого числа расчетов уточнена корреляционная связь абсолютной проницаемости и коэффициента пористости. Получена новая зависимость пористость – абсолютная проницаемость, которая характеризует горную породу как обладающую лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) по сравнению с ранее обоснованной зависимостью. Улучшение ФЕС также согласуется с результатами промысловых исследований скважин.

calculations, the correlation dependence between the absolute permeability and the porosity was refined. Based on the calculation results, a new porosity-absolute permeability relationship characterizes the rock as having better petrophysical properties than the previously valid dependence. The improvement of the filtration-capability properties also agrees with the results of well research. The application of the new dependence in the hydrodynamic model shows a marked improvement in the correspondences between calculated and actual development data, which indicates the legitimacy of the resulting petrophysical dependence.

Введение

Создание достоверной гидродинамической модели требует достаточного количества качественных исходных данных, в том числе не только о распределении фильтрационно-емкостных свойств изучаемого объекта, но и о взаимосвязи между ними. При этом на практике количество и/или качество исходной информации оказывается недостаточным. Решить данную проблему можно с использованием технологии «Цифровой керн».

Технология «Цифровой керн» включает моделирование течения флюидов и других процессов на микроуровне, а также восстановление топологии горной породы. Концептуальная схема цифровых исследований приводится на рис. 1.

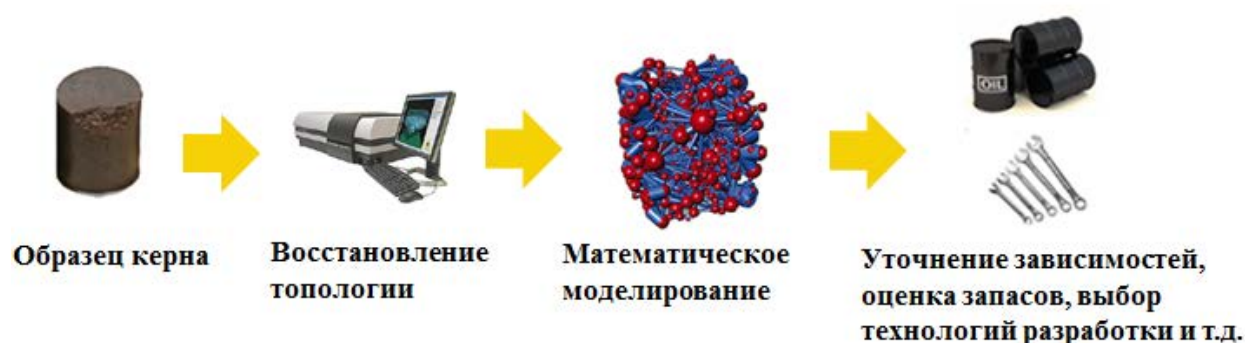


Рис. 1. Концептуальная схема цифровых исследований керна

Существуют различные методики преобразования данных о строении пористой среды в математическую модель, пригодную впоследствии для расчетов течения флюидов. В преобладающем большинстве случаев именно

топология пустотного пространства определяет макроскопические параметры исследуемой среды. В работе [1] выделены следующие способы реконструкции пустотного пространства горной породы:

- прямые (томография).
- обратные:
 - стохастическая реконструкция.
 - реконструкция по шлифам.
 - реконструкция, основанная на процессе формирования горной породы.

Необходимо отметить, что наиболее реалистичной моделью, описывающей топологию пустотного пространства, является воксельная цифровая модель. Для ее построения необходимо использовать компьютерный рентгеновский томограф высокого разрешения, а также специальные методики обработки информации. В результате становится возможным описание геометрии отдельных зерен, а также идентификация минерального состава зерна.

Для расчета течения флюидов на микроуровне одной из наиболее развитых моделей пустотного пространства является порово-сетевая модель [2]. Такая модель представляет собой совокупность пересекающихся поровых каналов. Это является ее основным отличием от капиллярных моделей пористых сред, в которых капилляры никогда не пересекаются. Наиболее распространенный вид сетевой модели представляет собой описание пор и каналов относительно простыми геометрическими фигурами. Например, в классической постановке поры представляются как сферы, а каналы – как цилиндры (в 2D сечении пора – окружность, канал – прямоугольник). В современном представлении в рамках порово-сетевых моделей можно учитывать геометрические особенности реальных элементов сложной формы. Для этого используется такой параметр, как фактор формы, который показывает отличие конкретного элемента от его унифицированной формы.

Стохастическая реконструкция подразумевает использование распределения пор и капилляров по размерам и их связи [3], а также таких параметров, как координационное число или распределения координационных чисел по модели [4]. Т.е. в основе стохастических моделей лежит ряд гипотез относительно пространственного распределения элементов горной породы. Отметим, что стохастические сети могут быть сколь угодно большими и, следовательно, не ограничиваются размером исходного изображения. Это позволяет учесть масштабные эффекты при моделировании течения на микроуровне, что в свою очередь необходимо для прогнозирования представительных физико-химических и петрофизических свойств изучаемых образцов.

Существуют различные подходы к моделированию течения на микроуровне: например, решение системы уравнений Навье – Стокса, решеточные уравнения Больцмана (Lattice Boltzmann Equations – LBE), а также сетевые модели (Pore-Network-Models).

В данной работе предпринята попытка создания научно-методической основы для цифрового изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов группы БВ Самотлорского месторождения с целью уточнения петрофизической модели.

Особенности реализованной стохастической порово-сетевой модели горной породы

Стохастическая порово-сетевая модель виртуальных образцов горной породы строилась в два этапа.

1. Первый этап заключался в стохастической реконструкции пустотного пространства (рис 2.). Для этого в качестве исходной информации использовались кривые капиллярного давления, на основе которых строились распределения пор по размерам и графики участия пор в фильтрации. На основе геометрических и топологических данных стохастически

восстанавливалась топология пустотного пространства, характерная для конкретного литотипа моделируемой горной породы. Настройка стохастической модели на керновые данные осуществлялась по корреляционным и топологическим параметрам, таким как максимальный радиус связи (напрямую влияет на координационное число), весовые функции и др.

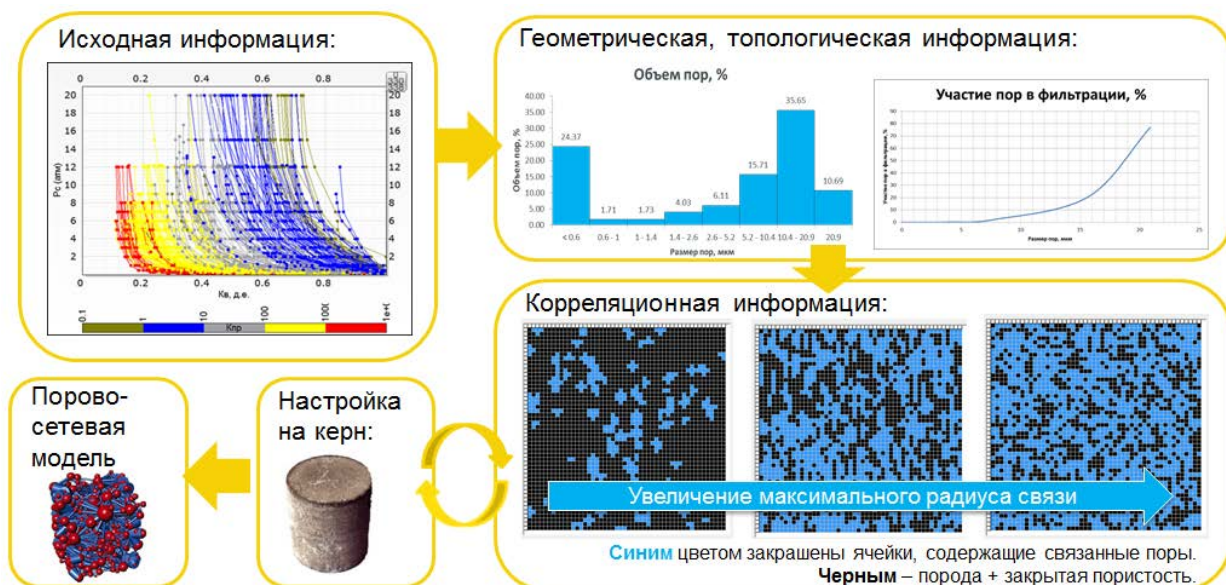


Рис. 2. Алгоритм создания стохастической порово-сетевой модели

Разработанный алгоритм, реализованный в виде компьютерной программы, позволял генерировать число количество реализаций стохастической порово-сетевой модели. При этом распределение пор для каждой конкретной реализации модели могло отличаться от исходного заданного распределения из-за случайности процессов генерации сети. Однако при большом числе реализаций совокупная статистическая выборка виртуальных образцов соответствовала топологической информации.

2. На втором этапе рассчитывалась абсолютная проницаемость, исходя из численной имитации течения однофазной несжимаемой жидкости в поровых каналах. Для расчета фильтрационных свойств виртуального образца использовалась сетевая модель.

В сетевых моделях расчет течения выполняется применительно к графу, состоящему из каналов и мест их пересечения – узлов [5]. Для этого используются уравнения баланса массы в порах и расходов жидкости в каналах. Для многофазного течения дополнительные потери давления на менисках рассчитываются, например, по параметрическим формулам [2].

Проницаемость определяется путем решения системы линейных алгебраических уравнений [6]:

$$\begin{cases} p_1 \sum_{j=1}^z \frac{c_{1j}}{L_{1j}} - \sum_{j=1}^z \frac{c_{1j}}{L_{1j}} p_j = 0; \\ p_n \sum_{j=1}^z \frac{c_{nj}}{L_{nj}} - \sum_{j=1}^z \frac{c_{nj}}{L_{nj}} p_j = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где p_1, p_j, p_n - неизвестные поровые давления; z – координационное число; c_{nj} - проводимость между центрами пор n и j ; L_{nj} - длина порового канала.

Число уравнений в системе равно количеству связанных (участвующих в фильтрации) пор.

Переход к расчету макроскопических параметров осуществляется с использованием закона Дарси. При этом полученный результат должен быть представительным, т.е. должен быть получен для виртуального образца, размер которого не меньше элементарного представительного объема. В работе [7] показано, что элементарный представительный объем должен быть достаточно мал по сравнению с размерами пористого тела, чтобы обеспечивать допустимую погрешность при аппроксимации дифференциального объема фиктивной сплошной среды. С другой стороны, он должен быть достаточно велик, чтобы при усреднении обеспечивать такие же макроскопические характеристики, что и пористая среда в целом с заданным уровнем доверительной вероятности.

Результаты математического моделирования процессов фильтрации с учетом размеров образца для различных реализаций стохастической сетевой модели представлены на рис. 3. Из него видно, что элементарный представительный объем для коэффициента проницаемости больше, чем для

пористости. Различие в ЭПО для $K_{п}$ и $k_{пр}$ будет зависеть и от петрофизических свойств (в общем случае литотипа) горной породы.

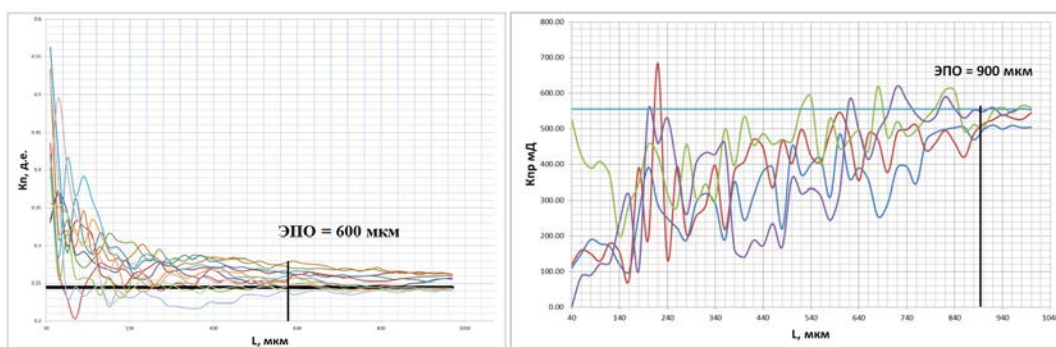


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости $K_{п}$ (слева) и абсолютной проницаемости $k_{пр}$ (справа) виртуального образца от размеров расчетной области

Тестирование и апробация модели

Разработанные компьютерные программы были протестирована на задачах с известным аналитическим решением, а также с использованием результатов, полученных на реальных объектах с высокой керновой изученностью. Так как целью работы является уточнение петрофизической модели пластов Самотлорского месторождения с низкой охарактеризованностью керном, для тестирования разработанной модели был выбран пласт-аналог – терригенный пласт, хорошо изученный по керновым данным.

Результаты лабораторных исследований керна пласта-аналога показали, что наблюдается значительная вариация абсолютной проницаемости пород при одинаковых значениях открытой пористости. В таком случае прогноз проницаемости как функции только пористости приводит к весьма существенным погрешностям. Поэтому по литологической модели данного пласта были выделены три группы коллекторов, каждая из которых характеризовалась уникальными петрофизическими зависимостями: песчаник крупно-среднезернистый, песчаник мелкозернистый и алевролит разномзернистый.

Для тестирования разработанной программы создано три порово-сетевые модели с детальной настройкой на каждый отдельный литотип. На рис. 4 показано сопоставление расчетных и лабораторно измеренных ФЕС.

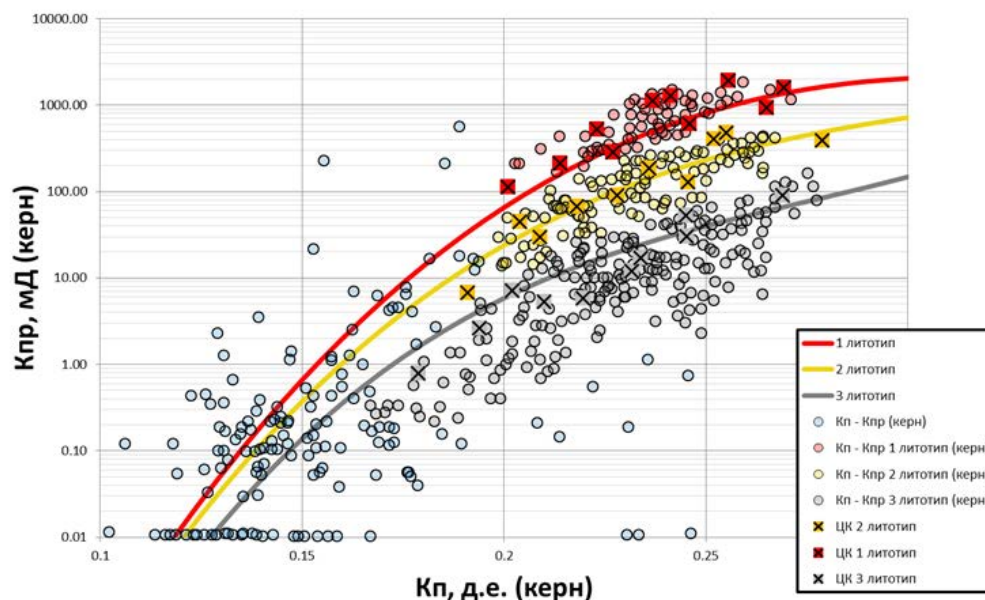


Рис. 4. Зависимость коэффициента проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости K_p для пласта-аналога

Результаты цифрового расчета ФЕС для каждого из трех литотипов пород-коллекторов пласта-аналога хорошо согласуются с керновыми данными. Это подтверждает возможность применения технологии «Цифровой керн» с целью уточнения петрофизической модели слабоизученной группы пластов.

Для доизучения объекта с низкой керновой изученностью созданы несколько стохастических порово-сетевых моделей с детальной настройкой на керновые данные с учетом литологического описания образцов. В результате усреднения большого числа расчетов была уточнена корреляционная зависимость между абсолютной проницаемостью и коэффициентом пористости (рис. 5). По результатам расчетов получена новая зависимость пористость – абсолютная проницаемость, которая характеризует горную породу как обладающую лучшими ФЕС по сравнению с ранее обоснованной зависимостью.

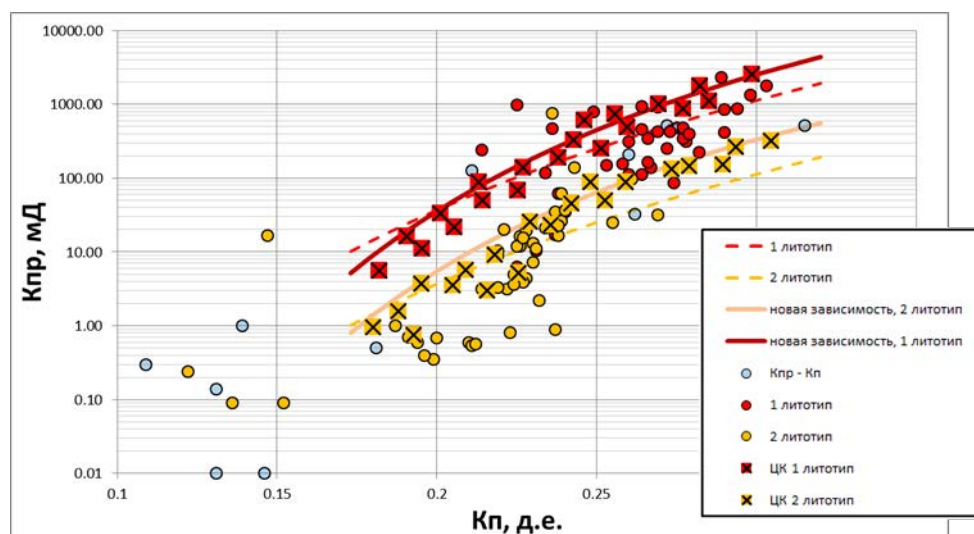


Рис. 5. Зависимость коэффициента проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ для пласта с низкой керновой изученностью

Для исследования влияния используемой петрофизической модели на гидродинамическое моделирование созданы два варианта расчетов: 1) с кубом проницаемости, построенным по исходной зависимости; 2) с кубом проницаемости, построенным по уточненной зависимости. Полученные модели не адаптировались, так как целью работы являлась оценка влияния изменения зависимости на гидродинамическую модель. Результаты гидродинамического моделирования представлены на рис. 6. Накопленная добыча нефти по варианту 2 отличается от фактического значения на 4,9 %, по варианту 1 – на 17,4 %; накопленная добыча жидкости – соответственно на 43,2 и 54,8 %.

Таким образом, применение в гидродинамической модели новой зависимости показывает заметное улучшение соответствия расчетных данных фактическим. Следовательно, использование разработанной порово-сетевой модели (по сути – технологии «Цифровой керн») позволило обосновать необходимость увеличения проницаемости при адаптации гидродинамической модели рассматриваемого объекта.

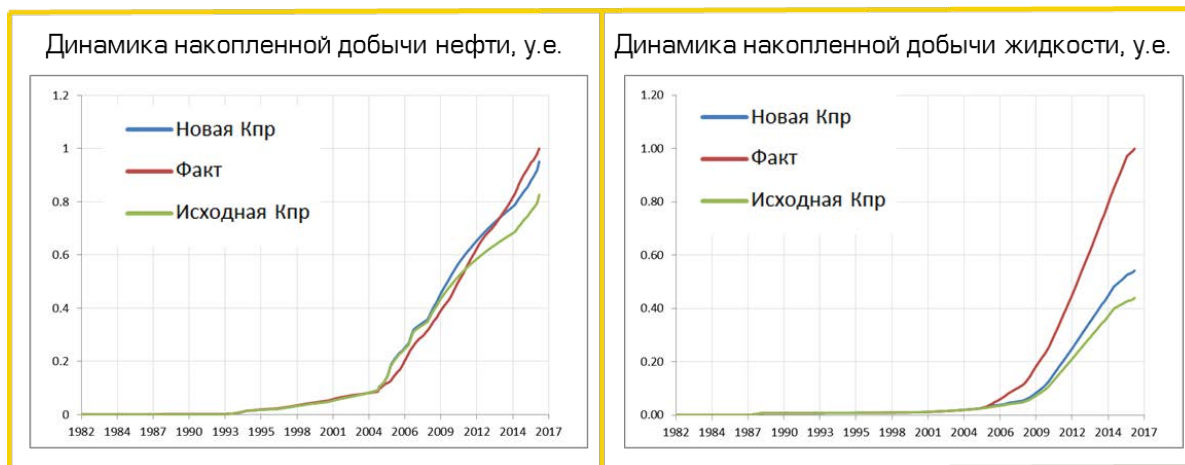


Рис. 6. Сопоставление результатов моделирования по двум вариантам расчетов

Отметим, что дальнейшая настройка гидродинамической модели на историю разработки возможна за счет других параметров, например, функций относительных фазовых проницаемостей, которые также можно обосновывать с применением технологии «Цифровой керн».

Заключение

Создана стохастическая порово-сетевая модель виртуальных образцов горной породы. Модель успешно прошла тестирование на объектах с высокой керновой изученностью. Разработанная модель позволила обосновать зависимость абсолютная проницаемость – пористость для группы пластов с низкой керновой изученностью. Использование новой зависимости в гидродинамической модели обеспечило лучшее соответствие расчетных и фактических данных, что свидетельствует о правомерности полученной петрофизической зависимости.

Список литературных

1. *Okabe H.* Pore-Scale Modelling Of Carbonates: PhD dissertation. - 2004.
2. *Idowu N.A.* Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding: Ph.D. Dissertation. - 2009.
3. *Comprehensive Pore Structure Characterization Using 3D Computer Reconstruction and Stochastic Modeling/ M.A. Ioannidis, I. Kwiecien, I. Chatzis [et al.]*// SPE 38713-MS. - 1997.
4. *Direct and stochastic generation of network models from tomographic images; effect of topology on residual saturations/R.M. Sok, [et al.]*//Transport in Porous Media. - 2002. – V. 46. - P. 345-371.
5. *Степанов С.В.* Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений: дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2016.
6. *A New Approach for Constructing Pore Network Model of Two Phase Flow in Porous Media H. Nowroozi [et al.]*. - 2009.
7. *Москалев П.В., Шитов В.В.* Математическое моделирование пористых структур. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007.

Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесности фазовой проницаемости

А.В. Иванов,
С.В. Степанов, д.т.н., к.ф.-м.н.
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Адрес для связи: avivanov8@rosneft.ru

Ключевые слова: неравновесная фильтрация, неравновесные фазовые проницаемости, моделирование одиночной скважины

Рассмотрены результаты применения разработанной компьютерной программы для численного исследования работы добывающей скважины на пласт БВ₈¹⁻³ Самотлорского месторождения. Компьютерная программа создана на основе физико-математической модели, описывающей фильтрацию нефти и воды в пласте, в том числе с учетом неравновесных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по модели Г.И. Баренблатта. Приведены результаты тестирования компьютерной программы, в том числе при использовании расчетных сеток различной конфигурации и детализации. Установлено, что для приемлемого по времени и качеству расчета работы скважины можно использовать равномерную расчетную сетку. Рассмотрены результаты исследования влияния способов решения системы линейных уравнений. Представлены результаты исследования динамики обводненности скважины в зависимости от специфики режима ее эксплуатации и особенностей строения пласта. Во всех случаях неравновесность ОФП приводит к наличию выраженных пульсаций обводненности.

Введение

В настоящее время при моделировании многофазной фильтрации в подавляющем большинстве случаев принимается, что функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) зависят только от насыщенности. В значительно меньшей степени учитывается влияние на ОФП капиллярного

Mathematical modeling of oil well nonstationary work taking into account nonequilibrium phase permeability

A.V. Ivanov,
S.V. Stepanov
(Tyumen Petroleum Research Center
LLC, RF, Tyumen)

E-mail: avivanov8@rosneft.ru

Keywords: nonequilibrium filtration, nonequilibrium phase permeability, modeling of one well

In this work the results of applying the developed software for numerical analysis of oil well work on reservoir BV₈¹⁻³ of Samotlorskoye field. A computer program is created on the basis of physical-mathematical model describing the filtration of oil and water in the reservoir, including taking into account the nonequilibrium relative phase permeability (RPP) model by G.I. Barenblatt. The work shows the results of testing a computer program, including the use of computational grids of different configurations and detail. It was found that acceptable quality and time calculation work well can be uniform design grid. Also we consider the results of a study of the influence of the ways of solving systems of linear equations. The work shows the research results of well water cut dynamics depending on its work mode and characteristics of the reservoir. In all cases, the nonequilibrium RPP leads to having expressed pulsations of water cut.

числа и практически не учитывается влияние неравновесности распределения фаз в порах. Очевидно, что учет или неучет тех или иных физических факторов влияет на физическую состоятельность математических моделей многофазной фильтрации.

В данной статье, исходя из учета в гидродинамической модели неравновесности ОФП, сделана попытка объяснить сложную немонотонную динамику обводнения нефтяных скважин, которая встречается практически повсеместно.

Проблема изучения физических и/или технологических факторов, обуславливающих немонотонную, часто с выраженными пульсациями, динамику показателей эксплуатации скважины, в настоящее время до конца не изучена, но имеется ряд работ, посвященных данному вопросу. Так, в работе [1] сложный характер обводнения скважин объясняется с позиции комплексного влияния таких факторов, как конусообразование, приток воды с контура питания скважины, а также протекающие на их фоне упругодеформационные процессы. В работе [2] рассматриваются геологические и тектонические особенности, влияющие на характер обводнения скважин: «...такое поведение динамических показателей работы скважины может быть объяснено с позиции разломно-блокового строения, в соответствии с которым пульсационные характеристики режимов работы скважины объясняются соответствующими колебательными движениями блоков». В работе [3] отмечается, что «...колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем...», при этом авторы делают акцент на неравновесности пластовых процессов. Проведенные нами исследования подтверждают данное предположение.

Для численного исследования влияния неравновесности на многофазную фильтрацию при разработке месторождений необходимо использовать специализированное программное обеспечение. Отметим, что это связано не только с тем, что в существующих (коммерческих) гидродинамических

симуляторах отсутствует учет неравновесности ОФП, но и с тем, что существующие симуляторы недостаточно приспособлены для детального моделирования работы отдельных скважин. В частности, это связано с используемыми схемами расчета притока к скважине, методами решений систем уравнений и возможностями для настройки этих методов. Поэтому одной из задач являлось исследование влияния на результат различных типов расчетных сеток.

Для моделирования неравновесности ОФП согласно модели Г.И. Баренблатта [3] необходимо знать время релаксации. В работе [3] указывается, что «в настоящее время остается открытой проблема определения характерного времени релаксации». В связи с этим вторая задача исследований заключалась в определении длительности времени релаксации.

Третья задача – исследование влияния фактора неравновесности с учетом различных режимов работы скважины и строения пласта.

Предварительно рассмотрения каждой из перечисленных задач рассмотрим использованную в расчетах физико-математическую модель.

Физико-математическая модель

Рассмотрим задачу изотермической неравновесной двухфазной (нефть – вода) фильтрации в горизонтально ориентированном пласте постоянной толщины. Скважину примем вертикальной, в общем случае несовершенной по степени вскрытия пласта. Примем также допущение, что течение флюидов может быть описано в системе координат r - z . С учетом сделанных допущений система уравнений имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w; \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_o \frac{\partial p_o}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) + q_o; \\ S_w + S_o = 1; \\ \gamma_w = \rho_w g \quad \gamma_o = \rho_o g; \\ p_o - p_w = p_c(S_w), \end{array} \right. \quad (1)$$

где $R_w = \frac{k_h f_w}{\mu_w B_w}$ $R_o = \frac{k_h f_o}{\mu_o B_o}$ – горизонтальная проводимость пласта при течение соответственно водной и нефтяной фазы; $Z_w = \frac{k_v f_w}{\mu_w B_w}$ $Z_o = \frac{k_v f_o}{\mu_o B_o}$ – вертикальная проводимость пласта при течение водной и нефтяной фазы; k_h, k_v – абсолютная проницаемость соответственно в горизонтальном и вертикальном направлении; f_w, f_o – ОФП соответственно воды и нефти; μ_w, μ_o – динамическая вязкость соответственно воды и нефти; B_w, B_o – объемный коэффициент соответственно воды и нефти; ρ_w, ρ_o – истинная плотность соответственно воды и нефти; p_w, p_o – давление соответственно воды и нефти; ϕ – пористость; q_w, q_o – притоки соответственно воды и нефти; S_w, S_o – насыщенность соответственно водой и нефтью; $p_c(S_w)$ – функция капиллярного давления от водонасыщенности.

Система дифференциальных уравнений (1) решается методом IMPES [4], причем в конечно-разностные уравнения входят неявные коэффициенты. Тестирование созданной программы показало хорошее соответствие точному решению задачи Баклея – Леверетта и решению задачи плоскорадиального потока однородной упругой жидкости. Кроме того, при оценке влияния капиллярного давления на структуру фронта вытеснения установлено, что численное решение имеет правильную тенденцию поведения стабилизированной зоны в сравнении с решением задачи Раппорта – Лиса.

Задача 1. Исследование влияния расчетной сетки на результат численного моделирования

Как известно, точность численного решения во многом зависит от дискретизации расчетной сетки. Очевидно, что для получения более точного решения необходимо использовать расчетные сетки с малыми пространственными шагами, однако использование таких сеток приводит к увеличению продолжительности расчета и необходимому объему оперативной памяти ЭВМ. Число узлов расчетных сеток можно уменьшить с учетом

специфики пространственного изменения физических параметров и связанной с этим точности аппроксимации производных конечными разностями. Так, в работе [4] для случая плоскорадиальной фильтрации однофазной жидкости в однородном пласте, исходя из логарифмического вида эпюры давления, обосновано расположение узлов неравномерной расчетной сетки по геометрической прогрессии:

$$\frac{r_{i+1}}{r_i} = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1/(N-1)}, \quad (2)$$

где N – число узлов расчетной сетки; r_w – радиус ствола скважины; r_e – радиус контура питания.

При таком расположении узлов сетки обеспечивается одинаковый перепад давления между соседними узлами, что дает одинаковую погрешность расчета давления на всех узлах модели. При двухфазной фильтрации для получения точного решения по насыщенности, очевидно, следует измельчать сетку в области фронта вытеснения. Из-за этого неравномерная сетка, сгущенная к центру скважины, имеет меньшую точность по сравнению с равномерной сеткой (рис. 1). Различие расчетной динамики обводненности при разном расположении узлов сетки по радиальной координате показано на рис. 2.

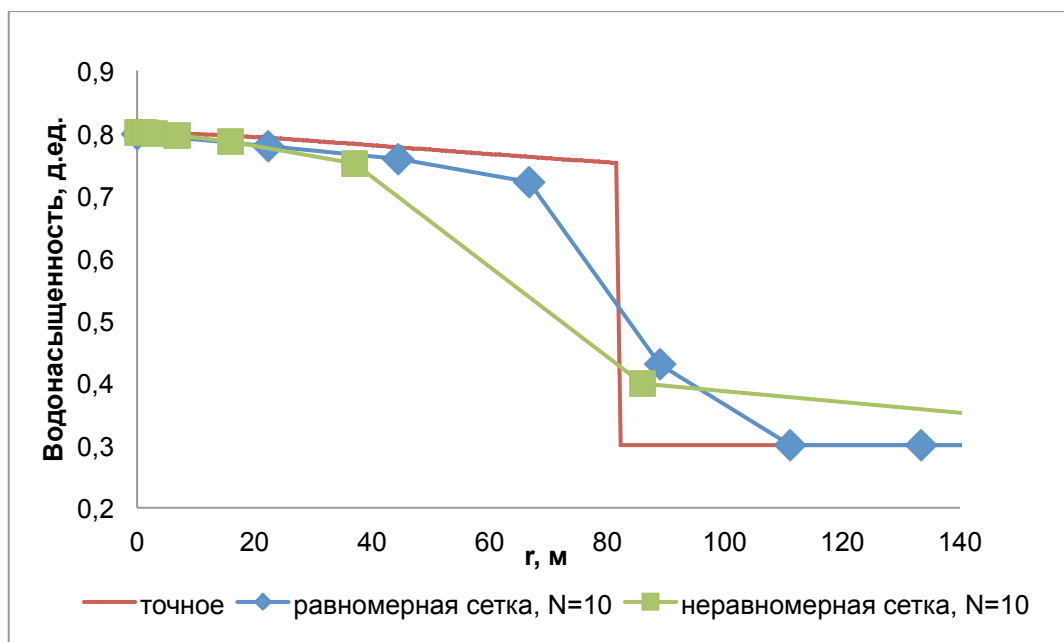


Рис. 1. Эпюры водонасыщенности, рассчитанные на разных сетках для плоскорадиального вытеснения модели Баклея – Леверетта

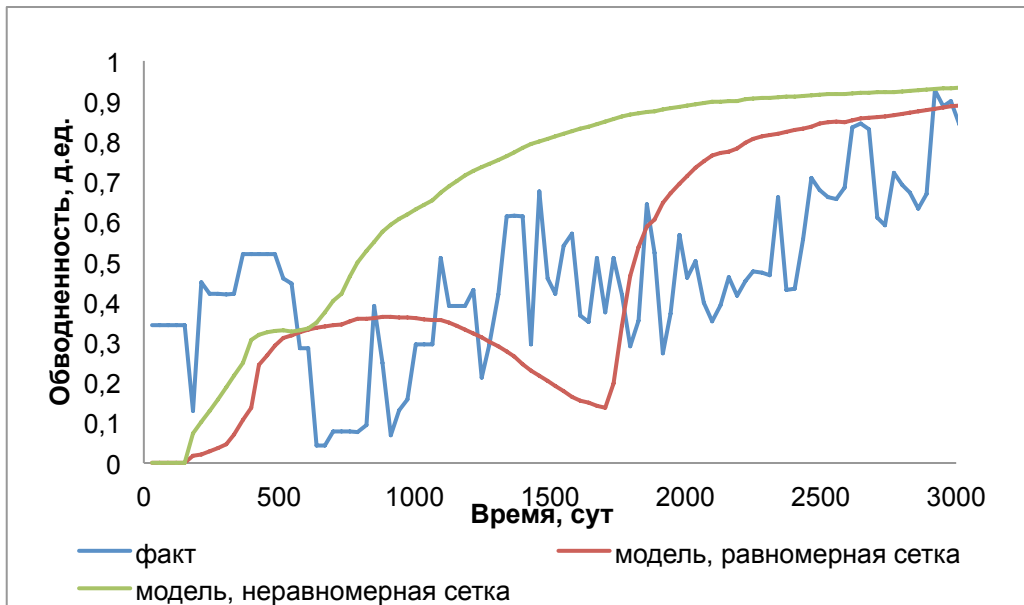


Рис. 2. Динамика обводненности скважины

Задача 2. Определение времени релаксации

В численных расчетах использовалась модель неравновесной фильтрации Баренблатта [3], которая заключается в разделении насыщенности на активную \tilde{s} и пассивную s , связанные уравнением $\tilde{s} = s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}$ (τ - время релаксации). Исходя из средних скоростей фильтрации в пласте, характерное время релаксации составляет около года, однако однозначная оценка отсутствует. Известно, что неравновесность приводит к «размазыванию» переходной стабилизированной зоны, размер которой зависит от времени релаксации, что наблюдается при численных расчетах (рис. 3). В работе [3] показано, что влияние неравновесности проявляется уже при $\tau = 6$ сут.

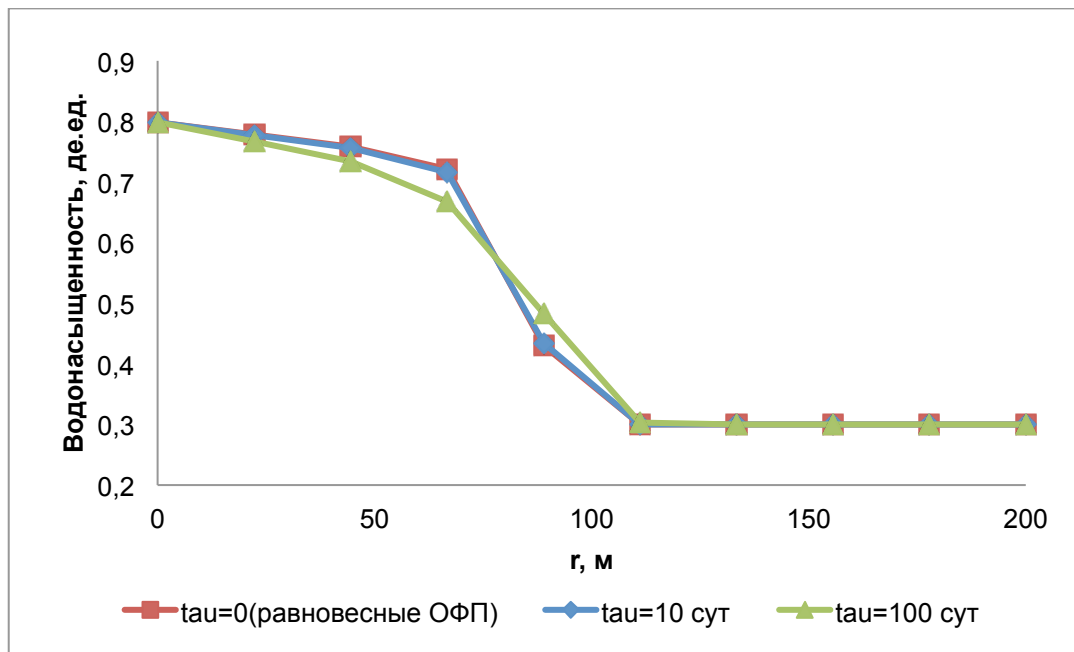


Рис. 3. Эпюры водонасыщенности при равновесных и неравновесных ОФП

Исследование влияния времени релаксации на динамику обводненности работающей скважины показало, что при неравновесных ОФП динамика обводненности характеризуется наличием пульсации. При чем больше время релаксации, тем интенсивнее пульсации. Исходя из сравнения фактической и расчетной динамики обводненности (рис. 4) для рассматриваемой системы пласт – флюид время можно ориентировочно принять $\tau=100$ сут. Приведенные ниже расчеты при неравновесных ОФП проводились при $\tau=100$ сут.

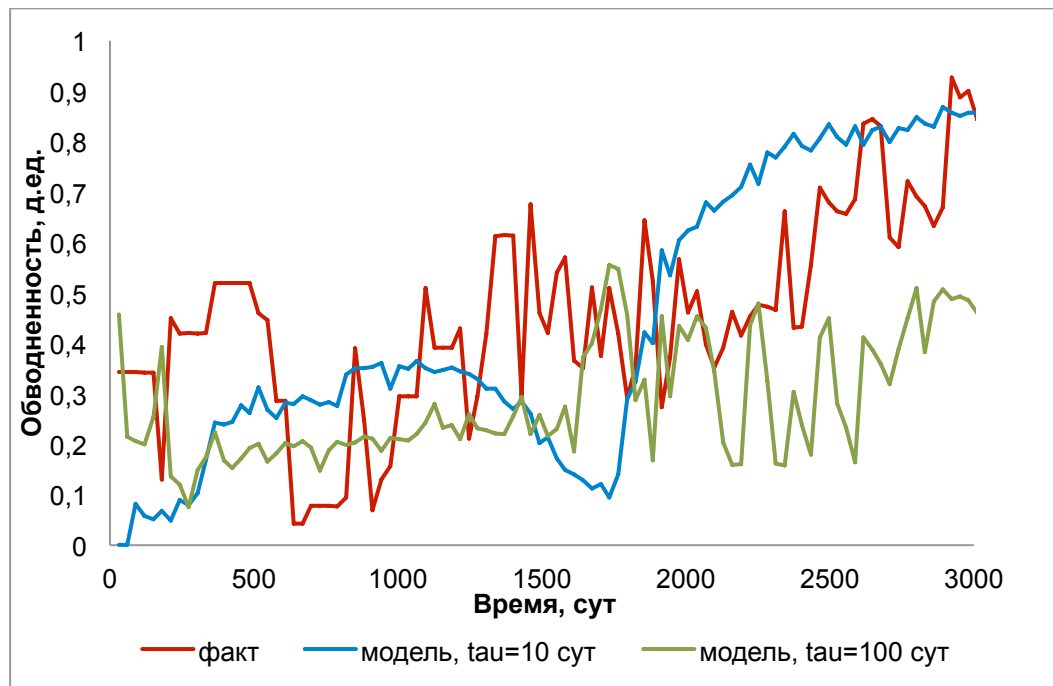


Рис. 4. Зависимость обводненности скважины от времени релаксации

Задача 3. Исследование влияния неравновесности на работу скважины в зависимости от строения пласта и режима работы скважины

Расчеты проводились для модели типовой скважины пласта $BВ_8^{1-3}$ Самотлорского месторождения в пластах разного строения пласта (однородном, слоисто-однородном, случайно-неоднородном) при постоянном (режим 1), падающем (режим 2), растущем (режим 3) и фактическом (режим 4) дебите жидкости с учетом и без учета неравновесности ОФП. Проницаемость призабойной зоны пласта принята равной в среднем $0,1 \text{ мкм}^2$, (диапазон изменения – от $0,055 \text{ мкм}^2$ до $0,2 \text{ мкм}^2$), радиус контура питания – 200 м.

На рис. 5 приведена динамика обводненности в зависимости от строения пласта при постоянном дебите жидкости в условиях неравновесных ОФП. Обводненность имеет ярко выраженный немонотонный характер, и интенсивность пульсаций обводненности одинакова для всех вариантов. Следует отметить, что немонотонный характер обводнения наблюдается и при условиях равновесных ОФП.

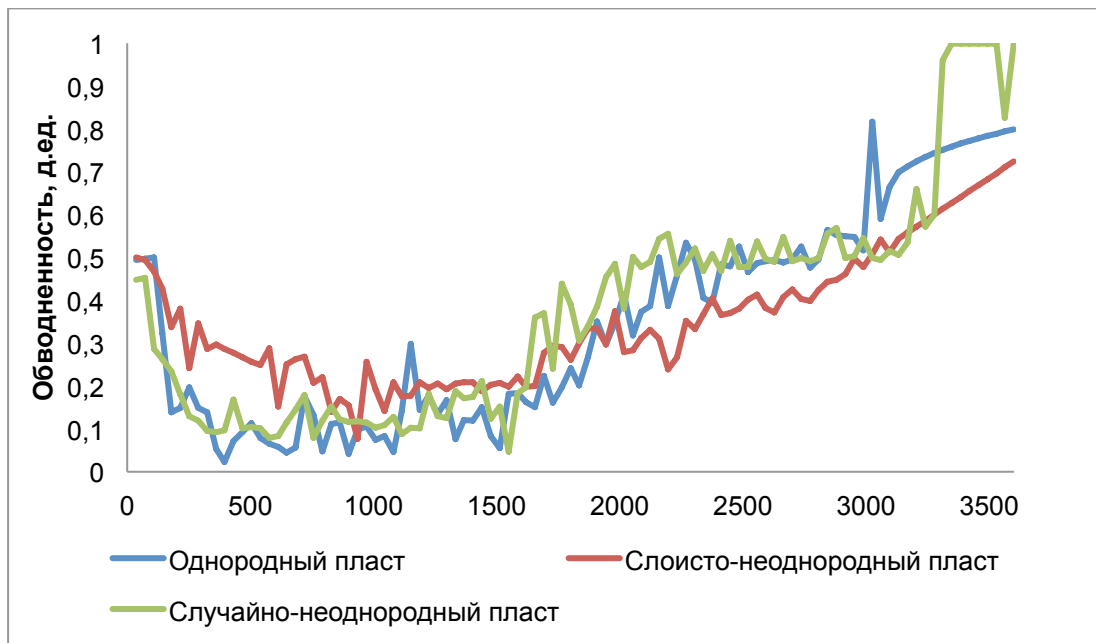


Рис. 5. Динамика обводненности при постоянном дебите жидкости в условиях неравновесных ОП в зависимости от строения пласта

На режиме 4, имитирующем фактическую промысловую динамику, обводненность может резко снижаться (с 0,5 до 0,1) и восстанавливать в течение 1 мес (рис.6). При постоянном дебите жидкости скачки обводненности составляют ориентировочно 0,2, при фактическом – 0,5.

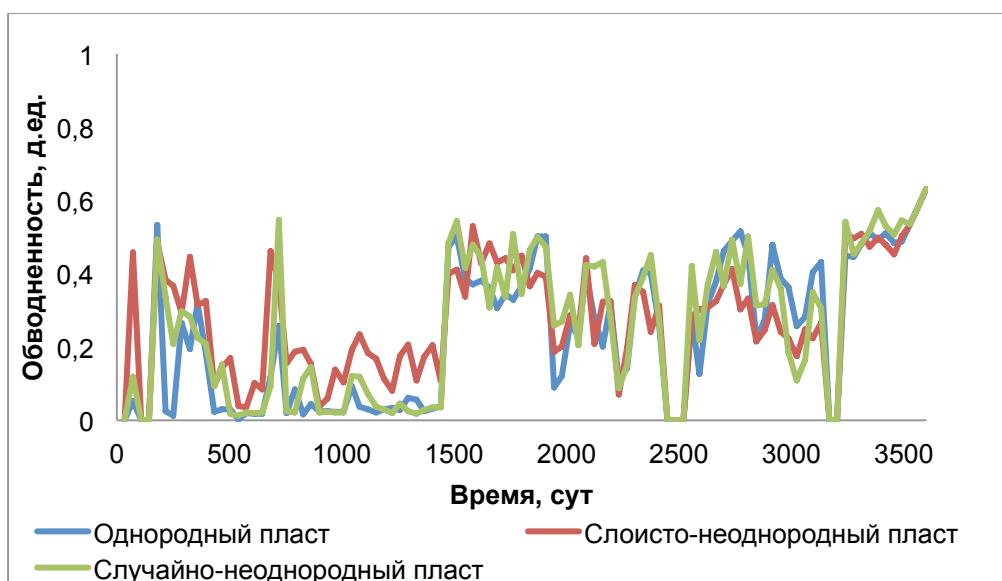


Рис. 6. Динамики обводненности при фактическом дебите жидкости в условиях неравновесных ОП в зависимости от строения пласта

Таким образом, наибольшую роль в колебаниях обводненности играет режим работы скважины, а не строение пласта. Из рис. 5, 6 видно, что как при постоянной, так и при немонотонной динамике дебита жидкости различия в строении пласта не приводят к существенному различию в динамиках обводненности. При этом динамика обводненности существенно зависит от режима работы скважины.

Результаты, полученные без учета неравновесности ОФП, характеризуются аналогичными тенденциями. Различие проявляется только в том, что при равновесных ОФП ярко выраженных пульсаций обводненности не наблюдается.

Выводы

1. При численном моделировании двухфазного течения к вертикальной скважине использование равномерной по радиусу расчетной сетки дает лучшие результаты по сравнению с неравномерной.
2. Анализ чувствительности модели неравновесной фильтрации Баренблатта к времени релаксации показал, что для рассмотренной системы пласт – флюид время релаксации составляет ориентировочно 100 сут. Учет неравновесности ОФП позволил имитировать сложную немонотонную динамику обводненности реальной скважины.
3. Установлено, на динамику обводненности играет большее влияние оказывает режим работы скважины, а не строение пласта.

Список литературы

1. *Степанов С.В.* Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 8. - С. 72-74.

2. *О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной, Гавришь А.С., Косяков В.П., Кошеверов Г.Г.* Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях // Нефтепромышленное дело. – 2015. - № 11. - С.5-15.
3. *Хасанов М.М., Булгакова Г.Т.* Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. – Москва-Ижевск: ИКИ, 2003. - 288 с.
4. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем/пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

Разработка поисковых критериев выявления нефтенасыщенных низкоомных терригенных коллекторов в Западной Сибири по данным изучения керн и геофизических исследований скважин

О.Б. Кузьмичев
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)

Адрес для связи: kob@nipi.ws.lukoil.com

Ключевые слова: низкоомные коллекторы, потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), статический потенциал, объемная влажность, коэффициент нефтегазонасыщенности

Рассмотрена проблема оценки коэффициента нефтегазонасыщенности низкоомных коллекторов при геологическом моделировании и подсчете запасов углеводородов. При представлении материалов геологического моделирования и подсчета запасов углеводородов в ФБУ «ГКЗ РФ» приняты два способа оценки коэффициента нефтегазонасыщенности. Первый (основной) способ предполагает использование в качестве петрофизической основы зависимостей Дахнова – Арчи, построенных по представительным результатам изучения керн. Альтернативным вариантом определения коэффициента нефтенасыщенности является использование связи между удельным электрическим сопротивлением пласта и его объемной влажностью, определенной по результатам анализа керн и каротажных данных по скважинам, пробуренным с применением промывочной жидкости на нефилтующейся основе. Обе методики напрямую включают удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенного пласта, которое может быть занижено в силу различных причин (из-за присутствия в пласте сульфидов железа, оксидов и железистых пленок на поверхности пор и нефтяных капель, межслоевых катионов и др.). Соответственно коэффициент нефтенасыщенности, определенный по этим методикам, также будет заниженным.

Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности сложнопостроенных, в том числе низкоомных коллекторов, разработана оригинальная методика. По данным комплекса ГИС и материалам изучения керн определяется коэффициент пористости прослоя. По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС оценивается статический потенциал. С использованием данных исследования керн рассчитывается объемная влажность, строится зависимость керн – ГИС и определяется коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора.

Критерии нефтенасыщенности интерпретируемого по ГИС пласта заключаются в следующем: 1) коэффициент нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше коэффициента нефтенасыщенности, определенного по стандартным методикам (слабое условие); коэффициент нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше или равен 50 % (сильное условие).

Приведены результаты интерпретации низкоомных нефтенасыщенных коллекторов некоторых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В настоящее время актуальной является проблема оценки коэффициента нефтегазонасыщенности низкоомных коллекторов при геологическом моделировании и подсчете запасов углеводородов. Низкоомными называют нефтегазонасыщенные коллекторы, удельное электрическое сопротивление (УЭС) которых, определенное согласно существующим в настоящее время методам измерений и методикам интерпретации, ниже критического значения, являющегося границей нефть – вода. В таких коллекторах, выделенных по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) как водонасыщенные, при испытаниях получают значительные притоки нефти или нефти с водой.

При представлении материалов геологического моделирования и подсчета запасов углеводородов в ФБУ «ГКЗ РФ» приняты два способа оценки коэффициента нефтегазонасыщенности [1].

1. Использование в качестве петрофизической основы зависимостей Дахнова – Арчи: $P_n=f(K_n)$ (P_n – относительное сопротивление; K_n – пористость) и $P_n=f(K_v)$ (P_n – параметр насыщенности (коэффициент увеличения сопротивления); K_v – водонасыщенность), построенных по представительным результатам анализа керна.

2. Использование для определения коэффициента нефтенасыщенности связи между УЭС пласта и его объемной влажностью W , обоснованной результатами анализа керна и каротажа в скважинах, пробуренных с использованием промывочной жидкости на не фильтрующейся основе (РНО).

Обе методики напрямую используют УЭС нефтенасыщенного пласта, которое может быть занижено по разным причинам (из-за присутствия в пласте сульфидов железа, оксидов и железистых пленок на поверхности пор и нефтяных капель, межслоевых катионов и др.). Соответственно коэффициент нефтенасыщенности, определенный по этим методикам, также будет заниженным [2, 3].

Анализ существующих подходов к решению проблемы поиска потенциально нефтенасыщенных низкоомных коллекторов показал, что в настоящее время предлагается два варианта решения указанной проблемы. Первый вариант разработан А.В. Ежовой [4] и И.А. Мельником [5]. Второй вариант, основанный на способе нормализации геофизических кривых (Н.Н. Заляев), предложен НПО «Нефтегазтехнология» и опробован на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» [6].

В.Н. Дахновым и В.Н. Кобрановой установлена экспериментальная связь диффузионно-адсорбционной активности $A_{ДА}$ от объемной влажности $W = K_{п} \cdot K_{во}$ ($K_{во}$ – остаточная водонасыщенность) для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными видами внутрипорового цемента (рис. 1) [7]. Связь между параметром $A_{ДА}$ и статическим потенциалом $E_{ПС}$ установлена Б.Ю. Вендельштейном [8].

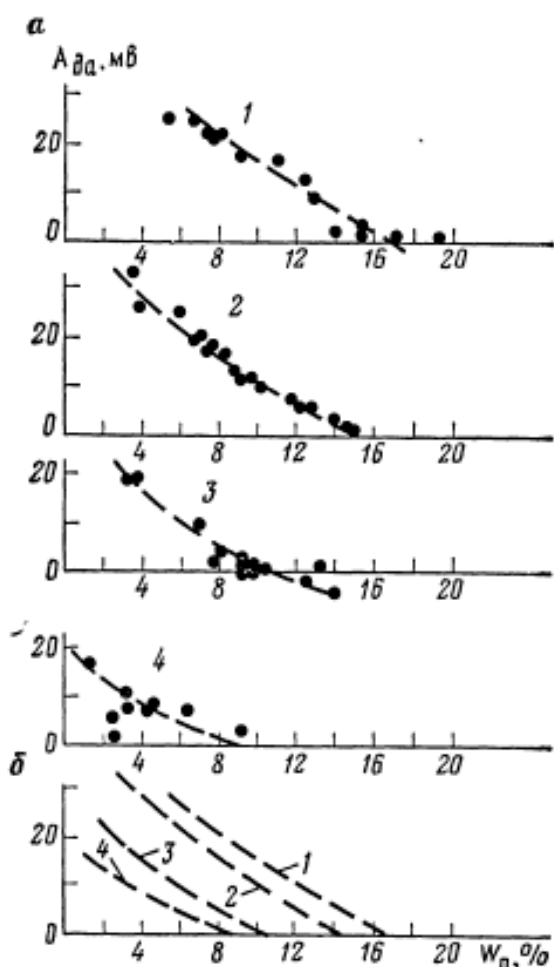


Рис. 1. Зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{ДА}$

от объемной влажности W_n полимиктовых пород песчано-глинистых отложений площадей Башкортостана и Татарстана [7]:

а – породы с цементом: 1 – железистым, железистой пленкой вокруг зерен, пиритовым и сидеритовым; 2 – глинистым, глинисто-серицитовым и контактно-глинистым;

3 – опалово-халцедоновым; 4 – доломитовым;

б – сопоставление средних линий 1-4, выражающих зависимость $A_{ДА} = f(W_n)$

для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными цементами (по В.Н. Кобрановой)

Недостаточное развитие теории метода ПС в скважине не позволяло автоматизировать процесс расчета статического потенциала $E_{ПС}$. Автором для расчета $E_{ПС}$ были разработаны теоретические основы [9, 10] и программа комплексной интерпретации метода ПС и электрометодов ГИС IntREst[©] [11, 12]. С учетом того, что коэффициент $A_{ДА}$ определяется в лаборатории на ограниченном числе образцов, не охватывая в целом месторождение, предлагается определять коэффициент нефтегазонасыщенности с использованием зависимости $E_{ПС}=f(W_n)$, где статический потенциал $E_{ПС}$ находится по результатам интерпретации материалов ГИС месторождения в целом [3].

Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности сложнопостроенных, в том числе низкоомных коллекторов, разработана оригинальная методика, которая заключается в следующем [3].

1. По данным комплекса ГИС и изучения керна определяется коэффициент пористости K_n прослоя.

2. По результатам комплексной интерпретации данных ПС и электрических методов ГИС оценивается статический потенциал $E_{ПС}$ (программы комплексной интерпретации IntREst[©] (филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени) или LogWin-ЭК (ООО «Нефтегазгеофизика», г. Тверь) [13]).

3. С использованием данных исследования керна рассчитывается объемная влажность $W = K_n \cdot K_{во}$.

4. Строится зависимость керна – ГИС $W = f(E_{ПС})$ (рис. 2);

5. Рассчитывается коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора $K_n = 1 - W/K_n$.

Установлены критерии нефтенасыщенности, интерпретируемого по ГИС, пласта:

1) коэффициента нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше коэффициента нефтенасыщенности, определенного по стандартным методикам (слабое условие);

2) коэффициент нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше или равен 50 % (сильное условие).

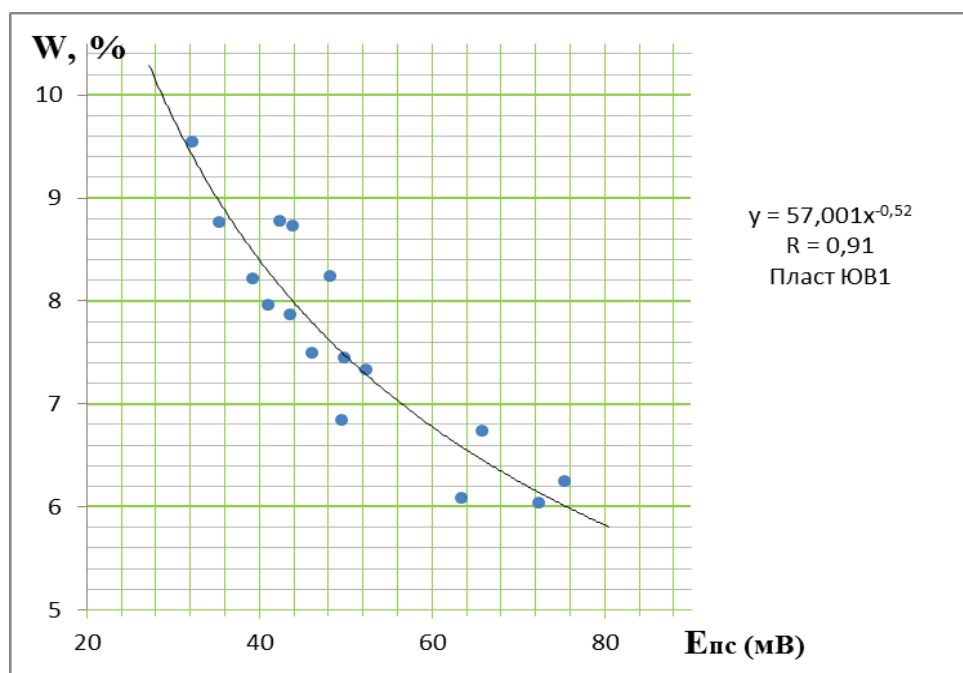


Рис. 2. Зависимость $W = f(E_{пс})$

По предлагаемой методике были переинтерпретированы данные по старым поисково-разведочным скважинам и скважинам, пробуренным в 2014 - 2016 гг., Малоключевого месторождения. В частности, пересмотрены результаты интерпретации поисково-разведочной скв. 14 на границе Малоключевого и Полесского месторождений (Северо-Егурьяхский-2 лицензионный участок).

По результатам переинтерпретации материалов ГИС в скв. 14 в пластах ЮВ₁¹ и ЮВ₁² возможно наличие нефти или нефти с водой. С учетом того, что скв. 14 была пробурена в 1982 г., результаты инклинометрии скважин, выполненной в то время приборами КИТ, имеют ограниченное применение. При испытании пласта ЮВ₁¹, проведенном аппаратурой КИИ-146, был получен

приток воды, однако дебит был мал (48,4 м³/сут), что не дало возможности сделать однозначный вывод, является ли эта вода не совсем ясно пластовой или технической. Интерпретация данных геофизических исследований скв. 14 ввиду ограниченности комплекса ГИС и низкоомности коллектора также неоднозначна (рис. 3).

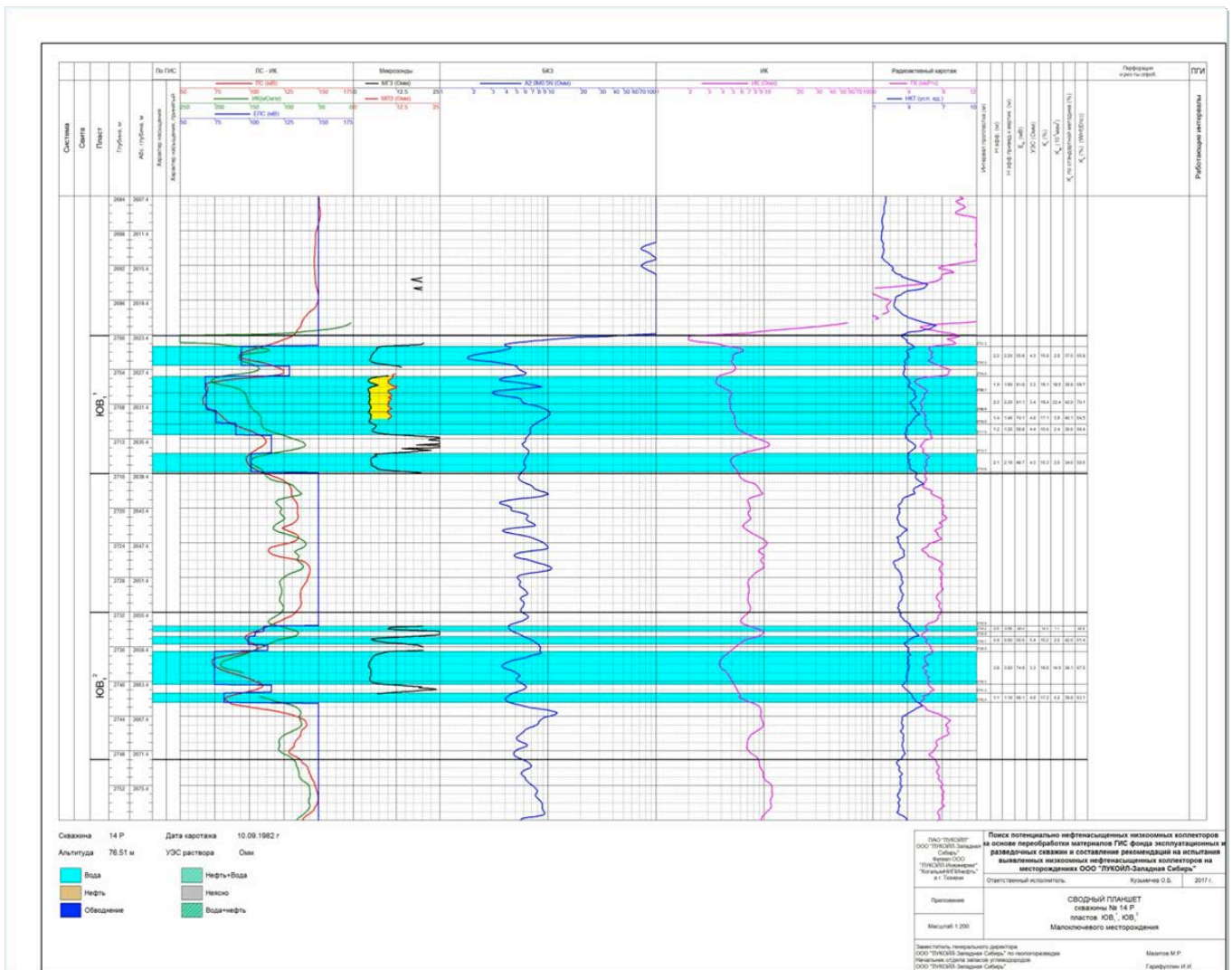


Рис. 3 Геолого-геофизическая характеристика пластов ЮВ¹¹ и ЮВ¹² в скв. 14 на границе Малоключевого и Полесского месторождений

Переинтерпретация данных геофизических исследований юрских пластов в скв. 14 по новой методике показала, что они насыщены нефтью (табл. 1).

Таблица 1

$H_{эф}, м$	$E_{ПС}, мВ$	$УЭС, Ом·м$	$K_{п}, \%$	$k_{пр}, 10^{-3} мкм^2$	$K_{в}, \%$	$K_{п}, \%$	Насыщение
Пласт ЮВ₁¹							
2,2	55,8 5	4,3	15,9	2,9	63/44,2	37/55,8	Вода/нефть
1,9	81,8	3,3	19,1	18,5	60,2/30,3	39,8/69,8	Вода/нефть
2,2	81,1	3,4	19,4	22,4	58/29,9	42/70,1	Вода/нефть
1,4	74,1	4	17,1	5,9	59,9/35,5	40,1/64,5	Вода/нефть
1,2	59,8	4,4	15,6	2,4	63,4/43,6	36,6/56,4	Вода/нефть
2,1	48,7	4,3	15,3	2	66/49,5	34/50,5	Вода/нефть
Пласт ЮВ₁²							
0,6	39,4		14,3	1,1	/59,2	/40,8	
0,9	50,6	5,4	15,2	2	58/48,6	42/51,4	Вода/нефть
3,8	74,9	3,3	18,6	14	61,9/32,5	38,1/67,5	Вода/нефть
1,1	68,1	4	17,2	6,2	60,2/36,9	39,8/63,1	Вода/нефть

Примечания. 1. $H_{эф}$ – эффективная толщина; $k_{пр}$ – проницаемость.

2. В числителе приведены результаты, полученные по стандартной методике, в знаменателе – по предлагаемой.

С учетом отмеченного предлагается провести повторные испытания пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² в скв. 14, а также, если это технически возможно, выполнить исследования современным гироскопическим инклинометром.

До бурения скв. 9р на Малоключевом лицензионном участке в 2018 г. предлагается провести повторные испытания пластов ЮВ₁¹ в скв. 89р (рис. 4), а также, если это технически возможно, исследовать траекторию скважины современным гироскопическим инклинометром. Скв. 89р была пробурена в 1988 г. и по результатам интерпретации материалов ГИС по пласту ЮВ₁¹ из-за низких УЭС была признана водонасыщенной (рис. 5). Промыслово-геофизических исследований и испытаний проведено не было. Переинтерпретация данных ГИС по новой методике показала насыщение нефтью (табл. 2). В то же время гипсометрическая отметка в скв. 89р находится

немного ниже, чем в скв. 5р, поэтому при испытаниях следует ожидать приток нефти с водой.

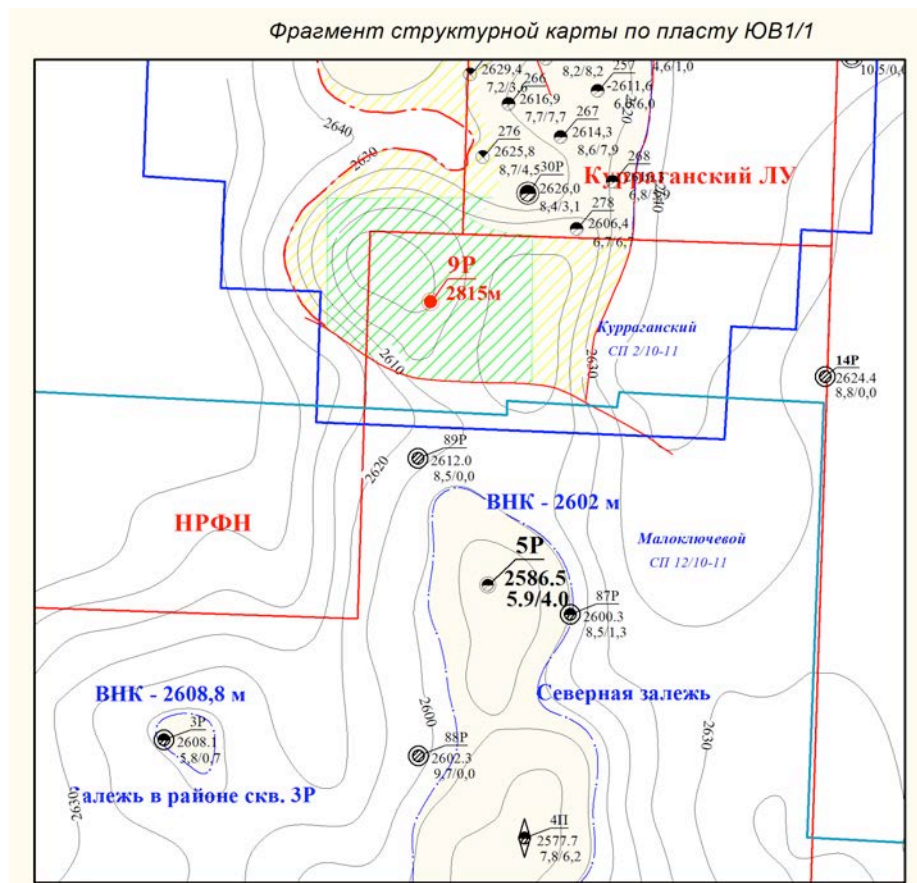


Рис. 4. Фрагмент структурной карты пласта ЮВ₁¹ на границе Малоключевого и Курраганского месторождений

Таблица 2

$H_{эф, м}$	$E_{ПС, мВ}$	$УЭС, Ом \cdot м$	$K_{п, \%}$	$k_{пр}, 10^{-3} мкм^2$	$Kв, \%$	$Kн, \%$	Насыщение
Пласт ЮВ₁¹							
1	69,3	4,1	17,1	5,8	59,5/36,8	40,5/63,2	Вода/нефть
1	63,2	4	18,4	12,2	55,5/35,9	44,5/64,1	Вода/нефть
1,2	91,5	3,4	19,9	29,6	55,9/27,4	44,1/72,6	Вода/нефть
0,9	85,5	3,6	19	17,3	57,5/29,7	42,5/70,3	Вода/нефть
0,7	75,4		18	10,1	/33,4	/66,6	Вода/нефть
0,7	71,7		16,6	4,3	/37,3	/62,7	Вода/нефть
1,4	61,1	4,4	15,7	2,5	62,9/42,8	37,1/57,2	Вода/нефть
1	62,6	4,4	16	3,1	61,4/41,4	38,6/58,6	Вода/нефть
0,8	52,8	4	14,5	1,3	72,4/50,0	27,6/50,0	Вода/нефть
Пласт ЮВ₁²							

1,2	39	6,2	12,4	0,4	66,5/68,1	33,5/31,9	Вода/вода
-----	----	-----	------	-----	-----------	-----------	-----------

Примечание. В числителе приведены результаты, полученные по стандартной методике, в знаменателе – по предлагаемой.

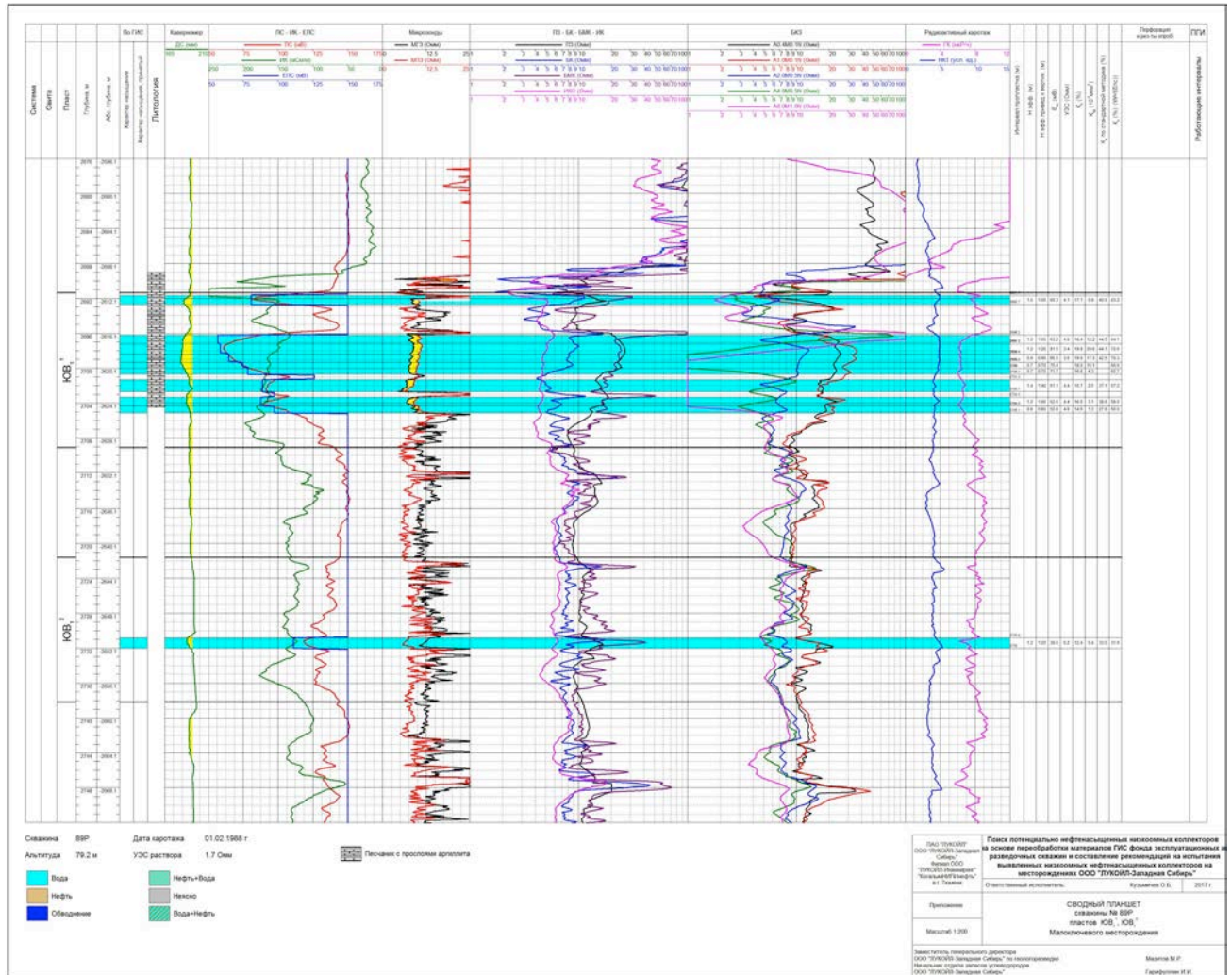


Рис. 5. Геолого-геофизическая характеристика пластов ЮВ¹¹ и ЮВ¹² в скв. 89р Малоключевого месторождения

По новой методике были переинтерпретированы материалы геофизических исследований скв. 743ц куста № 7 Малоключевого месторождения (рис. 6). Показано, что низкоомный пласт ЮВ¹¹ по стандартной методике Дахнова – Арчи характеризуется как водонасыщенный, по новой методике - как нефтенасыщенный (табл. 3). При испытаниях пласта ЮВ¹¹, проведенных в конце апреля 2017 г., получено 8 т нефти при обводненности 20 %, то есть Центральная и Северная залежи по пласту ЮВ¹¹ объединяются (рис.

7). Пласт ЮВ₂ и по стандартной и по новой методике характеризуется как нефтенасыщенный и рекомендуется к испытанию.

Сравнение оценок коэффициентов нефтенасыщенности Кнг, определенных по стандартной методике Дахнова-Арчи и по новой методике $E_{ПС}=f(W_{П})$, показывает (см. табл. 3) некоторое завышение Кнг, определенной по новой методике, над Кнг, определенным по стандартной методике Дахнова-Арчи в нефтенасыщенных пластах (пласт ЮВ₂ скв. 743ц, табл. 3). Но в низкоомных пластах (пласт ЮВ₁¹ скв. 743ц, табл. 3), где стандартная методика Дахнова-Арчи перестает работать, новая методика дает разумные значения Кнг, подтверждаемые результатами испытаний. Таким образом, расчеты Кнг по зависимости $E_{ПС}=f(W_{П})$ можно использовать в качестве дополнительного поискового критерия нефтенасыщенных пластов.

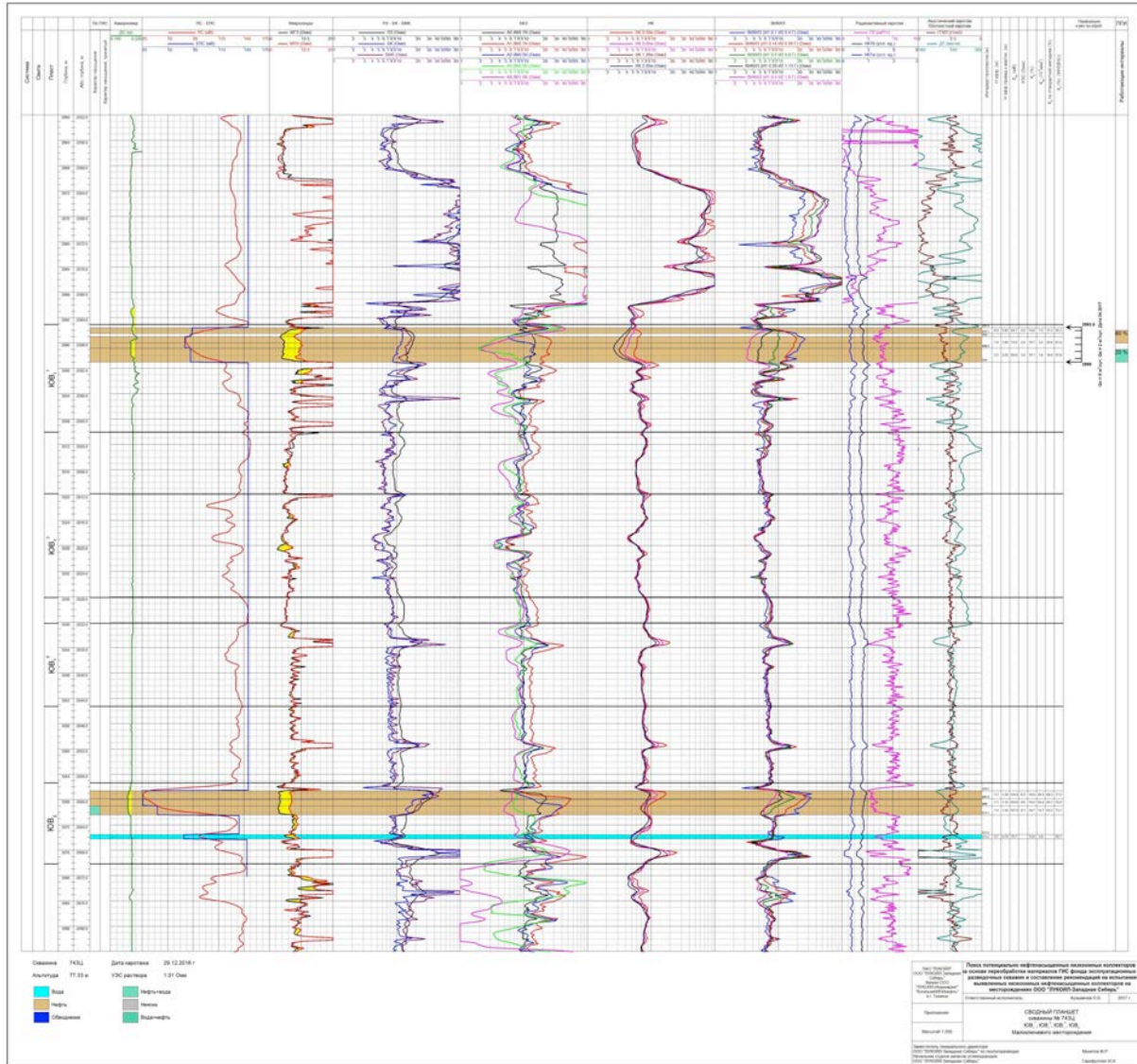


Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₂ в скв. 743ц Малоключевого месторождения

Таблица 3

$H_{эф}, м$	$E_{ПС}, мВ$	$УЭС, Ом·м$	$K_{п}, \%$	$k_{пр}, 10^{-3} мкм^2$	$Kв, \%$	$Kн, \%$	Насыщение
Пласт ЮВ₁¹							
0,9	66,10	4,2	14,8	1,5	68,6/43,7	31,4/56,3	Вода/нефть
1,8	74,50	2,9	15,7	2,6	79,1/38,6	20,9/61,4	Вода/нефть
2,2	68,00	3,0	15,1	1,8	81,1/42,2	18,9/57,8	Вода/нефть
Пласт ЮВ₂							
1,3	134,00	9,3	19,9	29,3	31,7/22,5	68,3/77,5	Нефть/нефть
1,1	124,00	8,5	19,6	24,4	33,9/23,8	66,1/76,2	Нефть/нефть
1,4	107,00	8,1	18,7	14,7	36,7/26,9	63,3/73,1	Нефть/нефть
0,7	75,70		13,9	0,9	/43,3	/56,7	Вода/нефть

Примечание. В числителе приведены результаты, полученные по стандартной методике, в знаменателе – по предлагаемой.

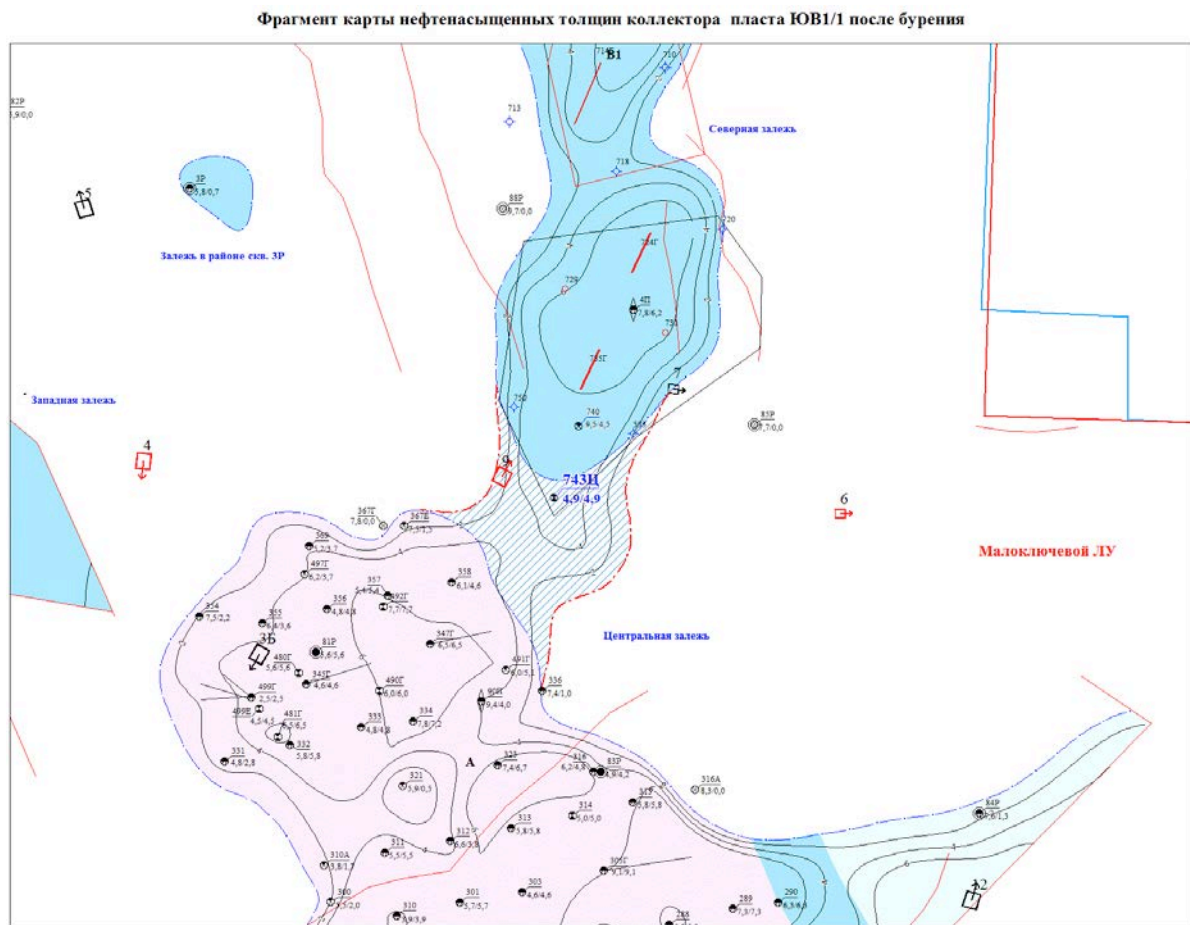


Рис. 7. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин коллектора пласта ЮВ1¹ Малоключевого месторождения

Выводы

1. На новых лицензионных участках необходимо выполнять переинтерпретацию материалов геофизических исследований старых поисково-разведочных скважин с использованием новых методик интерпретации для оценки характера насыщения.

2. Если это технически возможно, необходимо уточнять абсолютную отметку коллектора, проводя исследования современным инклинометром, лучше гироскопическим инклинометром.

3. Если на данном участке проведены 3D сейсмические исследования следует перестроить сейсмогеологическую модель с учетом новых данных инклинометрии и результатов переинтерпретации ГИС.

4. После уточнения абсолютной отметки коллектора необходимо провести повторное испытание пласта.

Список литературы

1. *Методические* рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/под ред. В.Н. Петерсилье, Г.Г. Яценко. – М.–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003.
2. *Кузьмичев О.Б., Гарифуллин И.И.* Аппаратурно-методический комплекс исследования сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири// Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 8. - С. 20-24.
3. *Кузьмичев О.Б.* Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. - № 11. - С. 26-32.
4. *Ежова А.В.* Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23-26.
5. *Мельник И.А.* Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15. - № 4. - С. 44-53.
6. *Опыт* выделения низкоомных нефтенасыщенных коллекторов по данным ГИС / И.Ф. Рустамов, А.А. Хальзов, Р.Г. Сарваретдинов // Нефтепромысловое дело. – 2013. - № 3. - С. 18-25.
7. *Кобранова В.Н.* Петрофизика. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

8. *Вендельштейн Б.Ю.* Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. - М.:Недра, 1966. - 206 с.
9. *Кузьмичев О.Б.* Исследование естественных электрических полей в нефтегазопромысловых скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания). - СПб.: ООО «Недра», 2006. - 252 с.
10. *Кузьмичев О.Б.* Основы теории самопроизвольной поляризации в нефтегазопромысловых скважинах: от однородной до неоднородной по сопротивлениям среды//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. - № 9. - С. 37-42.
11. *Свидетельство* об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2004611119 «Определение подсчетных параметров на основе совместной интерпретации данных каротажа ПС и электрометодов ГИС для старого фонда скважин (IntREst)» / Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Ливаев Р.З. ; правообладатель ООО «КогалымНИПИнефть». Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, г. Москва, 5 мая 2004 г.
12. *Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Ливаев Р.З.* Программа для ЭВМ «Определение подсчетных параметров на основе совместной интерпретации данных каротажа ПС и электрометодов ГИС для старого фонда скважин» (IntRest)// Изобретения и рациональные предложения в нефтегазовой промышленности. – 2005. - № 2. - С. 156.
13. *Шеин Ю.Л., Снежко О.М.* Решение прямой и обратной задачи метода собственной поляризации для пачки пластов. Практическое применение // Каротажник.- 2016.- № 9 (267).- С. 156-171.

Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Ю.А. Петухова, Д.В. Потехин, к.т.н.
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)

Адрес для связи: Yuliya.Petukhova@pnn.lukoil.com

Ключевые слова: классы коллекторов, зависимости, закономерности

Исследования в области математического моделирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов проводились в отделе создания и мониторинга геологических моделей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Проведение работ было обусловлено необходимостью опробования метода гидравлической единицы потока для месторождений Пермского края. Главная задача заключалась в выявлении закономерностей и особенностей каждого класса коллектора, выделенного при помощи индикатора гидравлической единицы потока. Графическая и геолого-статистическая обработка информации проведена с использованием программ MS Excel, Statistica и IRAP RMS. Для исследования выбрана геологическая модель бобриковского пласта Москудьинского месторождения. Для фациального комплекса проток дельт, выделенного при анализе керн и материалов геофизических исследований скважин, при помощи индикатора гидравлической единицы потока определены некоторые зависимости ухудшения ФЕС с увеличением глубины. Выделены группы значений, формировавшие линейные уравнения с близкими угловыми коэффициентами. Рассмотрены особенности каждой группы с учетом выделенных классов коллекторов. Сформирован ряд факторов, влияющих на различия изменений свойств коллекторов. Исследовано предположение о наличии глинистого материала. Результаты анализа графиков распределения коэффициента глинистости по глубине для каждой из выделенных групп подтвердили гипотезу о росте коэффициента глинистости, а следовательно, ухудшении ФЕС с глубиной. Показано, что верх разреза представлен в большей степени породами, принадлежащими группе, обладающей лучшими ФЕС. К низу разреза преобладают породы группы с меньшими показателями свойств. Проведенные исследования позволяют сделать следующий вывод. Выделенные группы имеют разную степень накопления глинистого материала.

Mathematical modeling of reservoir properties

Yu.A. Petuhova, D.V.Potehin
(PermNIPIneft Branch of LUKOIL
Engineering LLC in Perm, RF, Perm)

E-mail: Yuliya.Petukhova@pnn.lukoil.com

Key words: reservoir types, dependencies, regularities

Studies on the topic of mathematical modeling of reservoir filtration and capacitance properties were carried out in the department for the creation and monitoring of geological models of the PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm. The basis for the work was the need to test the method of the hydraulic flow unit at the Perm region deposit. The main task was to identify the regularities and characteristics of each class of the reservoir, separated by the indicator of the hydraulic flow unit. Graphical and geological-statistical processing of information was carried out using MS Excel, Statistica and IRAP RMS. For the study, a geological model of the Bb bed of the Moskudinskoye field was chosen. For the facial complex of the delta channel, isolated during the core analysis and geophysical studies of the wells, some dependencies of the decrease in filtration-capacitive properties with depth increase were determined using the hydraulic flow unit indicator. Groups of values are defined that form linear equations with similar values of the angular coefficient. The features of each group are considered taking into account their getting into this or that class of the collector. A number of factors influencing the differences in changes in the properties of the reservoir were formed. The most thoroughly investigated was the assumption of a clay material. Analyzing the graphs of the distribution of the coefficient of clayiness with depth for each of the isolated groups, the hypothesis was confirmed: with increasing depth, the coefficient of clayiness increases, thereby reducing the filtration-capacitive properties. From the presented geological and statistical section of the previously identified groups, it became clear that the top of the section is represented to a greater degree by the rocks belonging to the group possessing the best filtration and capacitance properties. To the bottom of the section, the predominance of rocks of the group with lower properties is increasing. The carried out researches allow to draw the following conclusion. The allocated groups have a different degree of accumulation of clay material. Greater clay is traced below the level of water-oil contact. The change in the properties of the clay material during the development of the deposits will worsen the reservoir filtration and capacitance properties. This

Большая глинизация прослеживается ниже уровня водонефтяного контакта. Изменение свойств глинистого материала в процессе разработки месторождений будет ухудшать ФЕС коллектора. Дифференциация рассмотренных групп позволит в дальнейшем правильно оценивать процессы, протекающие при разработке месторождений, более обосновано проектировать бурение новых скважин и адаптировать геолого-гидродинамические модели.

decompaction, in turn, is the source of the energy of the reservoir for the selected groups. Differentiation of these groups makes it possible to specify in which sections of collectors these processes will pass, and in which they will not be significant. This will allow us to correctly understand the development of deposits, the design of drilling new wells and the adaptation of geological and hydrodynamic models.

Рассмотрение метода гидравлической единицы потока (hydraulic flow units – HFU) как наиболее надежного метода для детального отображения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора рассматривалось неоднократно. В Пермском крае данный метод опробован на примере Москудьинского месторождения бобриковского пласта [1].

На предыдущем этапе исследований [1] выделено пять классов коллекторов при помощи индикатора гидравлической единицы потока (flow zone indicator – FZI)

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{1-\phi},$$

где k – проницаемость, 10^{-3} мкм²; ϕ – пористость [2,3].

Разделение на классы выполнено на основе построения линейных моделей, позволяющих ранжировать значения. Линейные уравнения представлены в табл. 1.

Таблица 1

HFU	Коэффициент корреляции	Уравнения	Коэффициент Стьюдента	
			расчетный	табличный
1	0,9934	HFU1=0,0006·FZI-0.0008	50,584	2,101
2	0,9913	HFU2=0,0010·FZI+0.0071	79,880	2,002
3	0,9975	HFU3=0,0017·FZI+0.0641	18,981	1,975
4	0,9943	HFU4=0,0027·FZI+0.1763	220,609	1,804
5	0,9999	HFU5=0,0037·FZI+0.9706	224,937	2,365

Таким образом, определены диапазоны, которые характеризуются близкими значениями FZI. Характеристики, присущие каждому из выделенных HFU представлены в табл. 2.

Таблица 2

HFU	Значение FZI			Средняя пористость	Средняя проницаемость (для воды), 10^{-3} мкм ²
	минимальное	максимальное	среднее		
1	0.660	1.303	1.054	0.126	3.389
2	1.421	2.587	1.949	0.153	22.184
3	2.618	3.820	3.239	0.178	95.484
4	3.906	6.849	5.211	0.220	554.417
5	7.031	7.245	7.084	0.263	1698.525

Анализ средних значений пористости и проницаемости по каждому из классов коллекторов, свидетельствует, что наилучшие ФЕС присущи HFU5.

При анализе керна и материалов геофизических исследований скважин (ГИС) для отложений пласта Бб в 37 скважинах выделены фациальные комплексы заливно-лагунного побережья (ЗЛП) и проток дельты (ПД) [4], фация заливов и лагун (ЗЛ) не нашла своего подтверждения в исследуемых образцах (рис. 1)

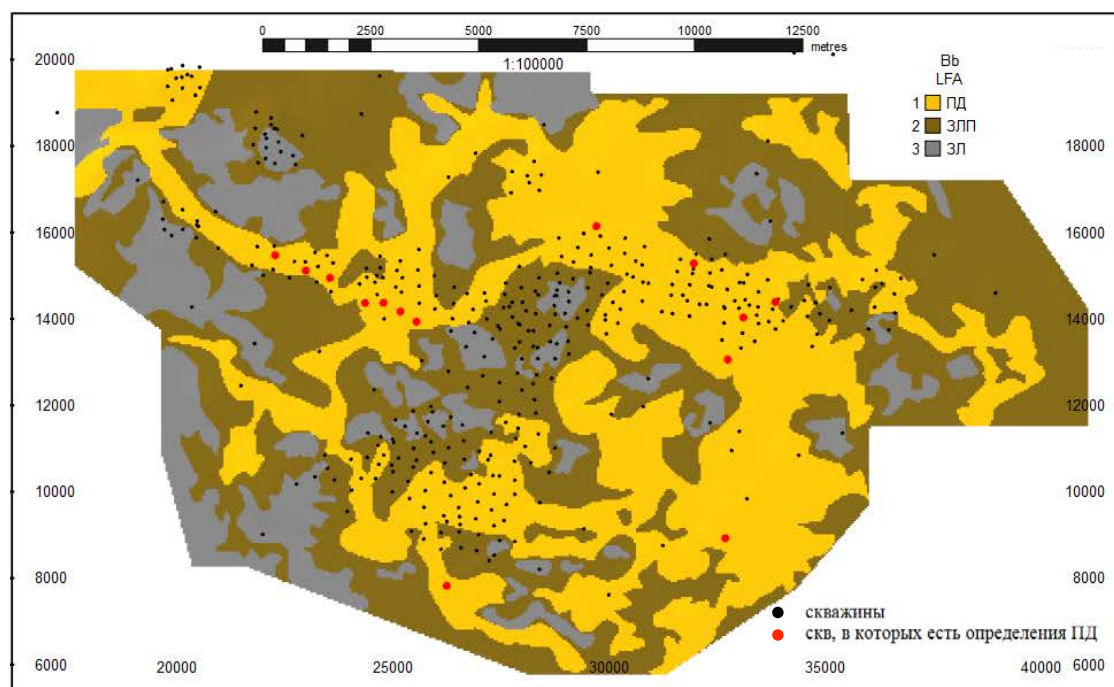


Рис. 1. Схематическая литолого-фациальная карта с учетом интерпретации распространения фаций в межскважинном пространстве (бобриковский циклит) по данным сейсмических исследований 3D

Путем объединения вышеперечисленных фаций и выделенных на основе гидравлической единицы потока классов коллекторов построена гистограмма, показанная на рис. 2.

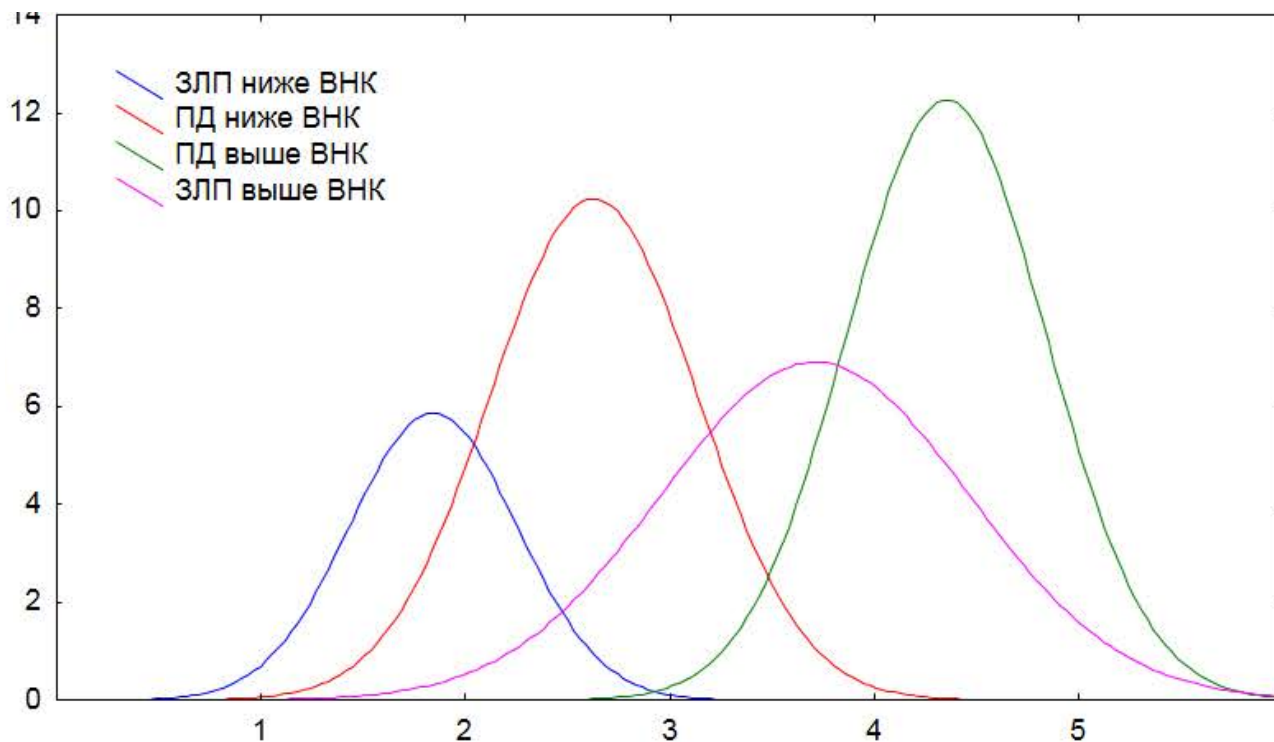


Рис. 2. Гистограмма распределения HFU по фациям

В каждой из фаций по классам коллекторов можно разделять продуктивную и непродуктивную части пласта. Для более детального изучения выявленной особенности построена зависимость FZI от глубины для фации ПД (рис.3) ввиду наибольшего количества определений. Кровля аналога пласта Бб на Москудьянском месторождении колеблется на абсолютных отметках от -1224 до -1403м, а подошва – от -1237 до -1435м. Толщина пласта при этом варьируется в пределах 5,5 – 34 м.

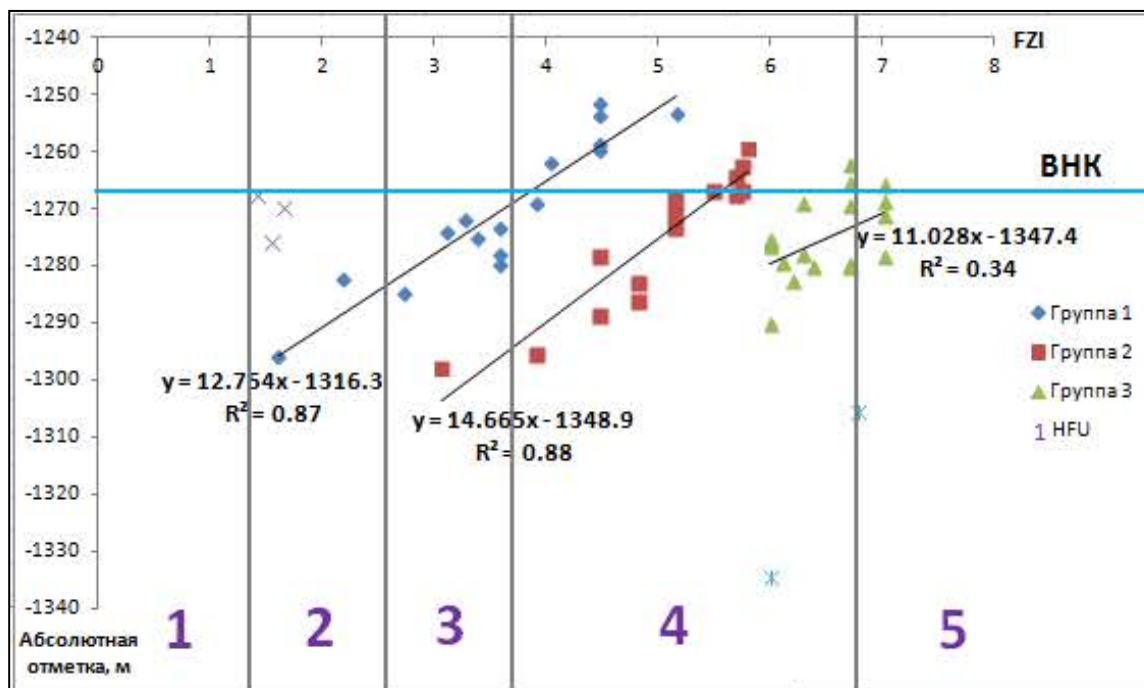


Рис. 3. Зависимость FZI от глубины для фации ПД

Фациальный комплекс ПД представлен 55 определениями. Из них: 5 определений соответствуют HFU2, 8 – HFU3, 31 – HFU4, 11 – HFU5. Фациальная зона ПД характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств: пористость – 0,14-0,35, проницаемость – $(7,6-1609,2) \cdot 10^{-3}$ мкм². Наибольшее число значений входит в HFU4 и HFU5, что позволяет рассматривать фацию ПД как весьма хороший коллектор.

Анализ распределения FZI по глубинной (см. рис. 3) показывает, что продуктивная часть пласта представлена классами коллектора HFU4 и HFU5, характеризующимися наибольшими пористостью и проницаемостью. Непродуктивная часть пласта представлена всеми классами коллектора, выделенными по FZI.

На рис. 3 выделяются группы значений, формирующие линейные уравнения с близкими угловыми коэффициентами (11,03 до 14,67). В каждой из выделенных групп прослеживается зависимость ухудшения ФЕС с глубиной, т.е. с увеличением глубины уменьшается FZI и, следовательно, HFU. Первая зависимость, наиболее протяженная, FZI снижается с 5,2 до 1,6 по глубине от -

1251,4 до -1295,5 м, т.е. на 44,1 м; вторая – менее протяженная, третья линия тренда имеет самую малую длину.

Из группы 1 всего два значения соответствуют HFU2,, наибольшее число определений попадает в классы HFU3 и HFU4. В группе 2 все, кроме одного значения, соответствуют классу HFU4. В классе HFU4 наибольшее число определений продуктивной части принадлежит группе 2. Завершает данный ряд группа 3, значения в которой, в основном попадают в HFU4, при этом четыре значения находятся в HFU5. Имеется также еще пять значений, которые не попали ни в одну из групп. В дальнейшем необходимо провести ряд исследований для определения их генезиса.

Зависимости, приведенные на рис. 3, показывают, что типы пород имеют разные тенденции изменения ФЕС с глубиной. Группа 1 характеризуется угловым коэффициентом, равным 12,75, и меньшими показателями ФЕС. ФЕС в данном случае изменяются чуть более интенсивно, чем в случае группы 2, имеющей лучшие свойства. Группа 3, с наиболее высокими показателями ФЕС и FZI характеризуется угловым коэффициентом 11,03 и минимальным перепадом ФЕС.

Рассмотрим основные гипотезы появления различий в изменении ФЕС.

1. Разные литологические типы породы – нет достаточного количества данных.
2. Разные типы фациальной зоны – зависимостей не обнаружено.
3. Разное напряженно-деформированное состояние – зависимостей между глубиной и углом наклона кровли не обнаружено.
4. Разные количество глинистого материала и его типы.

Ввиду отсутствия данных, досконально рассмотрена лишь последняя гипотеза. Для каждой из выделенных групп построено распределение коэффициента глинистости по глубине (рис.4). Из рис. 4 видно, что для групп 1 и 2 четко выделяются зависимости и линии трендов. Это подтверждает гипотезу о влиянии глинистого материала на ФЕС: с увеличением глубины повышается коэффициент глинистости и ухудшаются ФЕС, снижаются FZI и

HFU. Таким образом, можно предполагать наличие каких-либо зон уплотнения, существенно влияющих на определение ФЕС пласта и в итоге на результаты подсчета запасов углеводородного сырья.

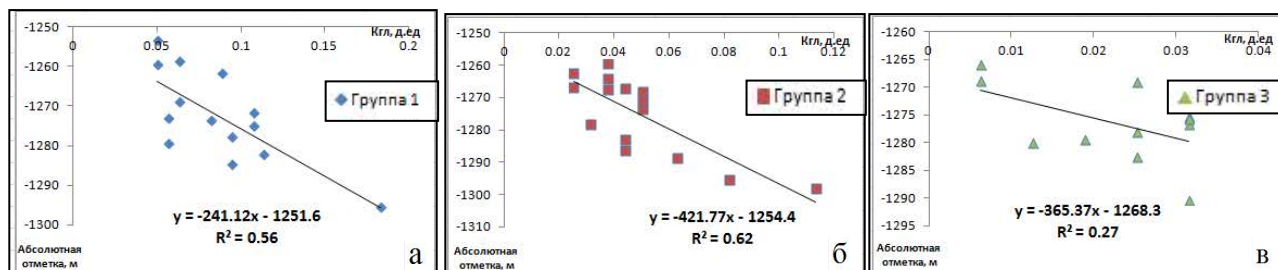


Рис. 4. Распределение коэффициента глинистости по глубине для групп 1 (а), 2 (б), группы 3 (в)

Образное модельное представление геологического пространства распространения выделенных групп наиболее удобно рассмотреть на геолого-статистическом разрезе (рис. 5).

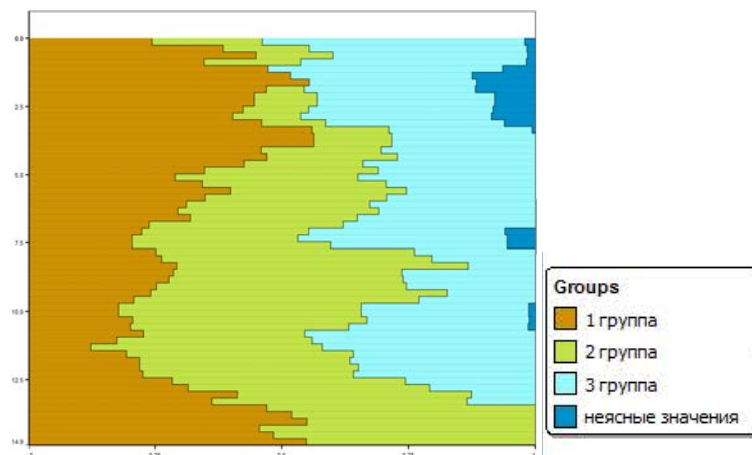


Рис. 5. Геолого-статистический разрез по трехмерному параметру групп

Из рис. 5 видно, что верх разреза представлен в большей степени породами, принадлежащими к группе 3, которая обладает лучшими ФЕС, наибольшими значениями FZI, и принадлежит к HFU4 и HFU5. К низу разреза начинают преобладать породы группы 1 с меньшими показателями свойств. В разрезе можно наблюдать ранее выделенную зависимость: с увеличением

глубины повышается глинистость и снижаются ФЕС, а следовательно, и комплексный параметр FZI.

Выводы

1. Для детализации ФЕС при геологическом моделировании необходимо использовать полный объем информации о строении резервуара. Целесообразно при формировании математической модели использовать метод гидравлической единицы потока.

2. Выделение классов коллекторов на основе гидравлической единицы потока позволяет определить пределы изменения пористости и проницаемости, характеризующих тот или иной класс коллектора.

3. На конкретном фактическом материале показаны классы коллекторов и выделенные в них группы на основе FZI. Каждая группа представляет самостоятельную систему со своим качеством коллектора, характером взаимосвязей тех или иных параметров.

4. Выделены зависимости, свидетельствующие об ухудшении ФЕС бобриковского пласта Москудьинского месторождения с глубиной. Причиной этого является повышения коэффициента глинистости с глубиной, т.е. уплотнении осадочного материала.

5. Результаты, полученные для бобриковского пласта Москудьинского месторождения, могут быть использованы при прогнозе ФЕС коллекторов на новых поисковых структурах, уточнении отдельных вопросов геологической интерпретации материалов промысловой и разведочной геофизики.

6. Выделенные по FZI и глубине группы имеют разную степень накопления глинистого материала. Большая глинизация прослеживается ниже уровня ВНК. Изменение свойств глинистого материала в процессе разработки месторождений будет ухудшать ФЕС пласта-коллектора. Дифференциация данных групп позволит в дальнейшем принимать обоснованные решения при разработке месторождений, проектировании бурения новых скважин и адаптации геолого-гидродинамических моделей.

Список литературы

1. *Урасинова Ю.А.* Выделение классов коллекторов на основе метода гидравлических единиц потока на Москудьянском месторождении: Т1. – Пермь: Издательство ПГНИУ, 2015. – С. 526-529.
2. *Мангазеев В.П., Белозеров В.Б.* Методика отображения в цифровой геологической модели геолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66-70.
3. *Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б.* Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 3. - № 2. - С. 26-32.
4. *Совершенствование* технологии комплексного прогноза фаций на примере бобриковских отложений Москудьянского месторождения нефти/ И.С.Путилов, Е.Е. Винокурова, А.С. Пулина, Е.Г. Чемисова// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – №8. – С. 37-41.

Повышение эффективности системы заводнения на ачимовских отложениях за счет трансформации системы разработки (на примере Поточного месторождения)

О.В. Стародубцев (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)

Адрес для связи: StarodubtsevOV@tmn.lukoil.com

Ключевые слова: ачимовская толща, эффективность заводнения, трансформация системы разработки, экономический эффект

В работе оценена текущая система заводнения ачимовской толщи на Поточном месторождении. Предложен способ повышения эффективности системы заводнения и представлены результаты его внедрения. Приведена динамика показателей при разных расстояниях между нагнетательной и добывающей скважинами. Обоснована недостаточная текущая эффективность системы заводнения и предложена ее трансформация. Для обоснования эффективности трансформации системы разработки выполнены сравнительные расчеты эксплуатации изолированного участка в районе скв. 118Р с использованием секторной геолого-гидродинамической модели. Результаты расчетов подтвердили выдвинутое предположение, после чего была предложена программа промышленного испытания метода. В рамках опытно-промышленных работ предложена трансформация системы заводнения, реализованной на соседнем разбуренном участке, за счет перевода части низкопродуктивных добывающих скважин под нагнетание воды. Подготовлена и адресная программа оптимизации системы поддержания пластового давления. Показано, что реализация предложенных решений обеспечило дополнительную добычу нефти. Экономический эффект за 2016 г. составил 89,7 млн руб.

Increasing the efficiency of the waterflooding system on the Achimov deposits due to the transformation of the development system (on the example of the Potochnoye field)

O.V. Starodubtsev (KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, RF, Tyumen)

E-mail: StarodubtsevOV@tmn.lukoil.com

Keywords: Achimov formation, waterflooding efficiency, transformation of the development system, economic effect

The current waterflooding system at the Achimov formation of the Potochnoye field is estimated, and method for increasing efficiency is proposed. The results of implementing the proposed solution are shown. The authors showed the dynamics of the indices at different distances between the injection and production wells, and substantiated the insufficient current efficiency and proposed a solution due to the transformation of the waterflooding system. The authors carried out comparative calculations of the operation of an isolated section of well area № 118P of the Achimov formation with the use of a sectoral hydrodynamic model to substantiate the efficiency of transformation of the development system. After the calculations made the program of industrial testing of the method was proposed. The authors proposed the transformation of the implemented waterflooding system on the nearby section by transferring a part of the low-productive extraction fund to water injection, prepared and presented the address program of the development to maintain reservoir pressure in experimental industrial works. The proposed solutions are fulfilled. The authors have estimated the volumes of additionally produced oil and the economic efficiency of the program. For 2016, the economic effect amounted to 89.7 million rubles.

В связи с постепенным истощением традиционных продуктивных пластов, актуальной является задача вовлечения в разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Решению этой задачи способствует активное развитие технологий, которые позволяют осуществлять рентабельную

разработку таких объектов. В данной работе рассматривается один из сложнейших объектов разработки с трудноизвлекаемыми запасами на территории Западной Сибири – ачимовская толща, и обсуждаются особенности организации системы заводнения на этом объекте. Исследование проведено на примере Поточного месторождения, но результаты и выводы применимы в условиях других месторождений.

Нефтеносность ачимовской толщи на Поточном месторождении установлена в 1974 г., запасы промышленных категорий поставлены на баланс с 1981 г. Из-за неоднородности геологического строения и низкой проницаемости нефтеносных коллекторов запасы ачимовской толщи относятся к категории трудноизвлекаемых и длительное время не разрабатывались из-за низкой технологической эффективности. Одно из основных проектных решений по данному объекту – реализация площадной обращенной девятиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 500×500 м и поэтапная выработка запасов.

С 2003 г. объект активно вводится в разработку благодаря развитию и применению технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). За последние годы ачимовская толща стала основным объектом разработки Поточного месторождения: данный объект содержит 24,1 % извлекаемых запасов промышленных категорий $A+B_1+B_2$ и обеспечивает 68 % текущей добычи нефти.

Система заводнения на объекте формируется с 2004 г. На ачимовской толще организация системы поддержания пластового давления (ППД) сопровождается множеством осложняющих факторов, которые определяют как невысокую эффективность закачки, так и возможности оптимизации заводнения. Повышение эффективности текущей системы заводнения на ачимовской толще Поточного месторождения предполагает решение двух задач: оценку эффективности сложившейся системы и предположение способа оптимизации, который нужно обосновать расчетами на гидродинамическом симуляторе и проверить в ходе опытно-промышленных работ (ОПР) на промысле.

Оценка эффективности системы поддержания пластового давления на ачимовской толще

Эффективность системы поддержания пластового давления можно оценить по следующим критериям [1]:

- взаимовлияние добывающих и нагнетательных скважин;
- обеспечение охвата пласта воздействием по разрезу и по площади;
- доля эффективной закачки в общем объеме закачанной воды.

Подробное описание применения такого подхода к анализу системы заводнения на ачимовской толще Поточного месторождения дано в-работе [2]. Приведем здесь лишь ключевые выводы.

1. Эффективное расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет от 300 до 500 м (рис. 1).

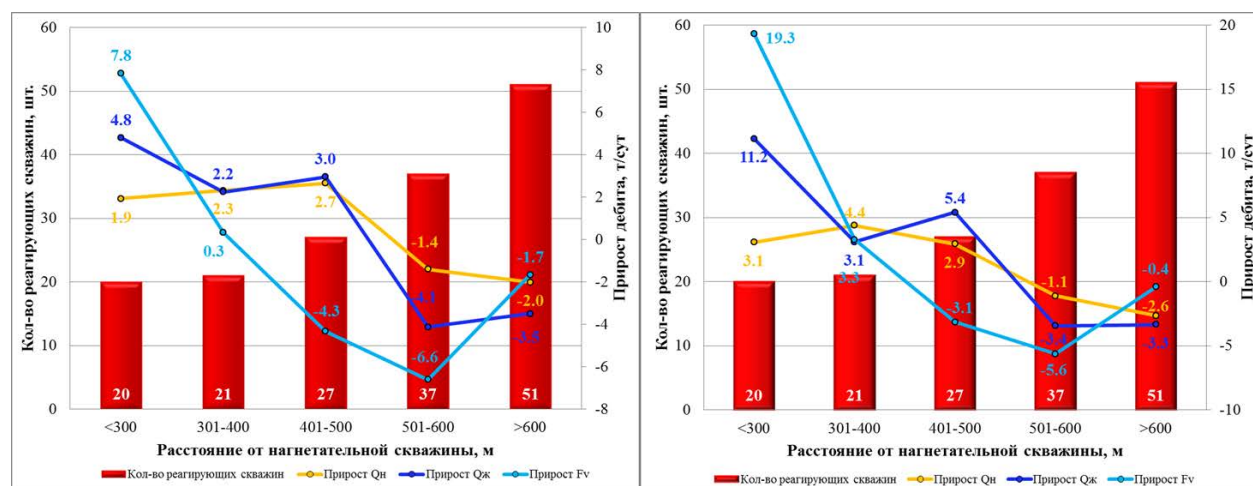


Рис. 1. Зависимость прироста дебитов нефти и жидкости от расстояния до нагнетательной скважины по итогам эксплуатации в течение 6 и 12 мес

2. Результаты расчетов материального баланса и гидродинамическое моделирование свидетельствуют о высокой доле неэффективной закачки на объекте – 49 %, что объясняется как нарушениями технического состояния скважин, так и сложным геологическим строением объекта.

Рассмотрим отдельный элемент девятиточечной системы по сетке 500×500 м: угловые добывающие скважины расположены на расстоянии более 700 м от центра нагнетания. Это противоречие с ранее полученным выводом об

эффективном расстоянии между добывающей и нагнетательной скважинами (300-500 м) определило дальнейшее направление работ. В качестве рабочей гипотезы выбрано направление повышения охвата заводнением за счет увеличения интенсивности воздействия на объект разработки. На базе уже пробуренного фонда это будет осуществляться за счет трансформации системы разработки, на неразбуренных участках – за счет модификации проектных сеток.

Расчеты на гидродинамическом симуляторе

Для проведения сравнительных расчетов на гидродинамическом симуляторе выбрана тектонически экранированная неразбуренная зона в районе скв. 118Р (блок 8). В качестве вариантов расчета использовались системы разработки на базе наклонно направленных скважин с сеткой 500×500 м (табл. 1, рис. 2).

Таблица 1

Вариант	Система разработки	Расстояние между скважинами, м	Число скважин		Соотношение добывающих и нагнетательных скважин
			добывающих	нагнетательных	
1	Обращенная девятиточечная	500	12	5	2,4
2	Обращенная семиточечная	500	10	7	1,4
3	Обращенная пятиточечная	500	9	9	1

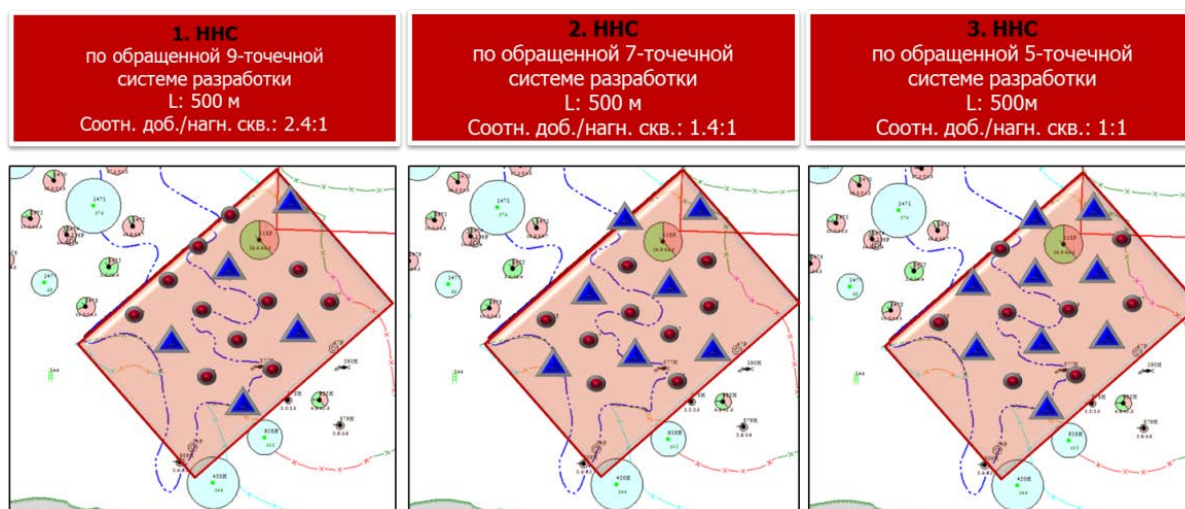


Рис. 2. Варианты расчетов при проверке гипотезы об эффективном расстоянии между скважинами

Для расчетов использовался гидродинамический симулятор Tempest More компании ROXAR.

Скважины вводились в эксплуатацию с 01.05.15 г., расчетный период – до 01.01.20 г. Во всех скважинах моделировалось проведение ГРП через ключевое слово *WFRA*:

W_Prod 01.06.2015 *WFRA* 90 2* 100 2* 401 1* 2* PERF 1 260 0.07 -5 1 ZONE

W_Prod 01.06.2015 *PROD* LPT 100 BHPT 120 WEF 0.9 PLIM WCT 0.99 SHUT PLIM OIL 0.5 SHUT MIN/

W_Inje 01.06.2015 *WFRA* 90 2* 100 2* 4001 1* 2* PERF 1 300 0.07 -3 1 ZONE

W_Inje 01.06.2015 *INJE* WIT 1000 BHPT 440 WEF 0.9 ILIM WAT 0.1 SHUT MIN /

Добывающие скважины перфорировались во всех слоях нефтенасыщенного интервала, нагнетательные – по всему разрезу. Условия отключения скважин: либо обводненность добываемой жидкости достигает 99 %, либо дебит нефти составляет менее 0,5 м³/сут.

На рис. 3 представлены фрагменты кубов нефтенасыщенности на конечную дату расчета.

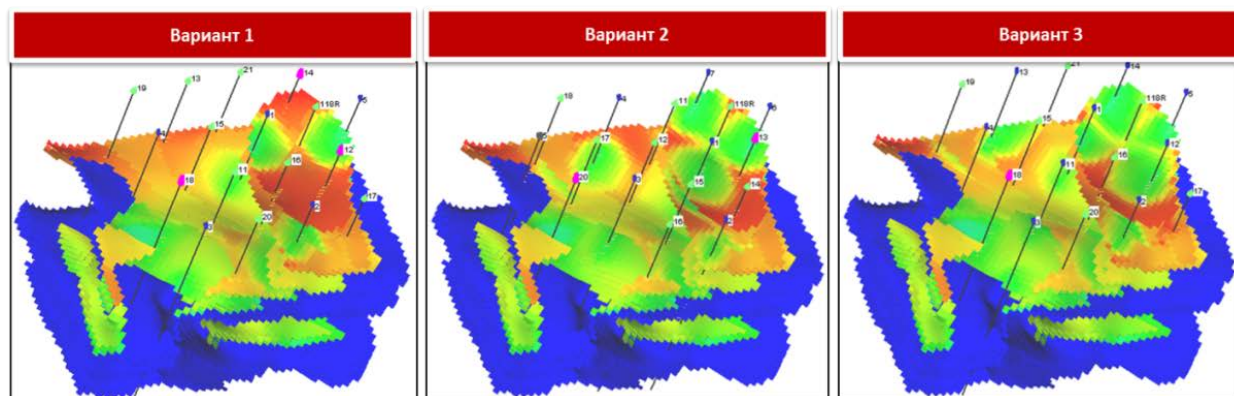


Рис. 3. Фрагменты кубов текущей нефтенасыщенности из гидродинамической модели на 01.01.20 г.

Сравнение основных технологических показателей по вариантам приведено на рис. 4. Накопленная добыча нефти на последнюю дату расчета составила 146 тыс. т для девятиточечной, 215 тыс. т для семиточечной и 225 тыс. т для пятиточечной системы разработки.

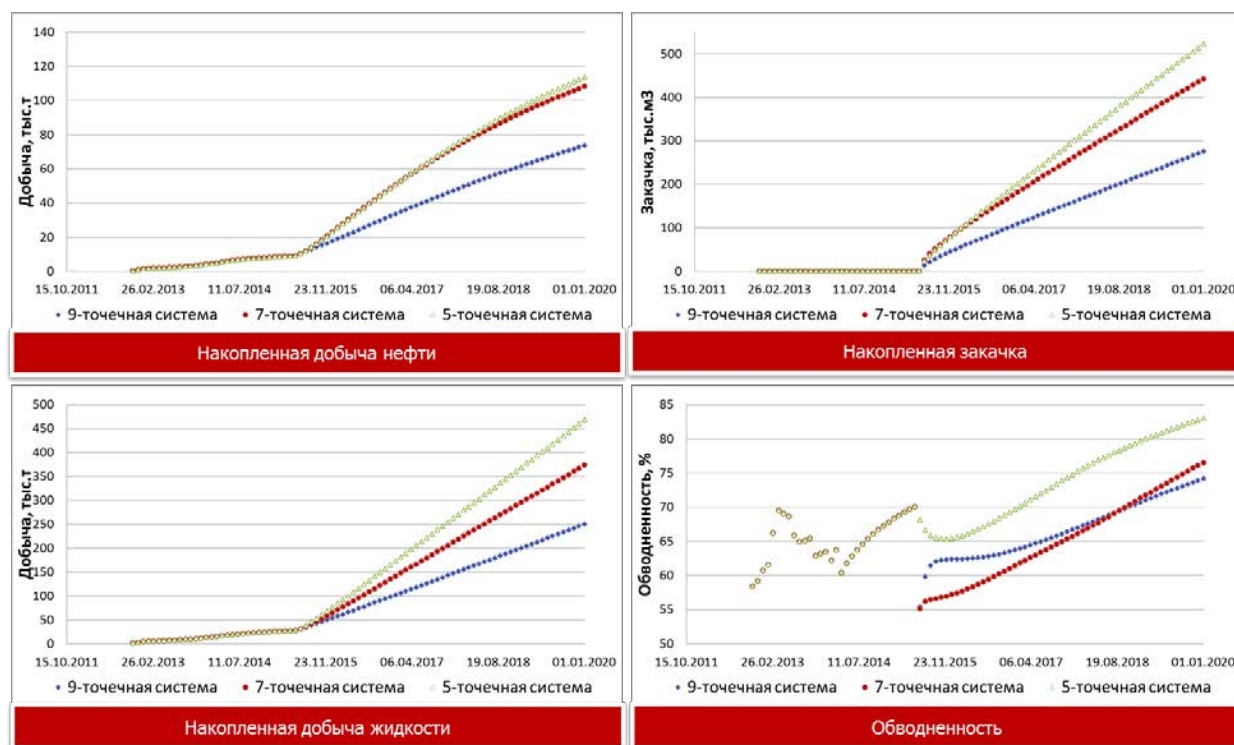


Рис. 4. Динамика основных технологических показателей по вариантам расчета

Лучшие технологические показатели характеризуется вариант разработки по обращенной пятиточечной системе: высокая накопленная добыча нефти, умеренная обводненность и стабильное энергетическое состояние. Следует отметить некоторую особенность полученных расчетов – уменьшение соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин приводит к увеличению удельной добычи на одну добывающую скважину и росту добычи в целом.

Таким образом, расчетами подтверждено, что на низкопродуктивных коллекторах ачимовской толщи требуется более интенсивная по воздействию на пласт система заводнения. В рамках ОПР рекомендуются оценка эффективности применения трансформированной сетки на разбуренных участках и применение пятиточечной системы разработки в неразбуренных зонах.

Апробация и результаты ОПР работ

Для проверки результатов исследования выбран участок для проведения ОПР по трансформации системы разработки из обращенной девятиточечной в

шахматно-рядную. Прогнозируемые преимущества после внедрения:

- увеличение охвата вытеснением;
- сокращение объемов непроизводительной закачки;
- улучшение энергетического состояния участка.

На 2015 г. было запланировано освоение девяти добывающих скважин под нагнетание (рис. 5). В течение 2015 г. выполнено шесть операций по переводу скважин в нагнетательный фонд. Анализ результатов внедрения показал, что дополнительная добыча нефти составила 7,1 тыс. т, экономический эффект – 47,6 млн руб.

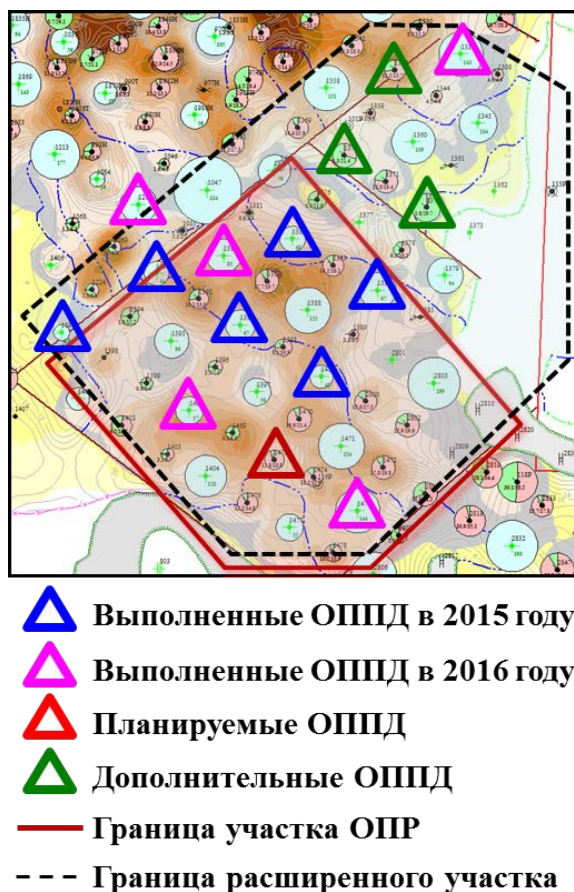


Рис. 5. Фрагмент карты текущего состояния разработки на 01.01.17 г. с участком ОПР по трансформации системы разработки на ачимовской толще Поточного месторождения

По результатам внедрения за 2015 г. участок ОПР был расширен в северо-восточном направлении, на 2016-2017 гг. было дополнительно запланировано шесть мероприятий по оптимизации системы ППД. За 2016 г. выполнено пять

мероприятий. Технологические показатели по участку ОПР приведены на рис. 6. Накопленный эффект от реализации мероприятий на 01.01.17 г.: дополнительная добыча нефти – 11,3 тыс. т, чистый дисконтированный доход – 89,7 млн руб.

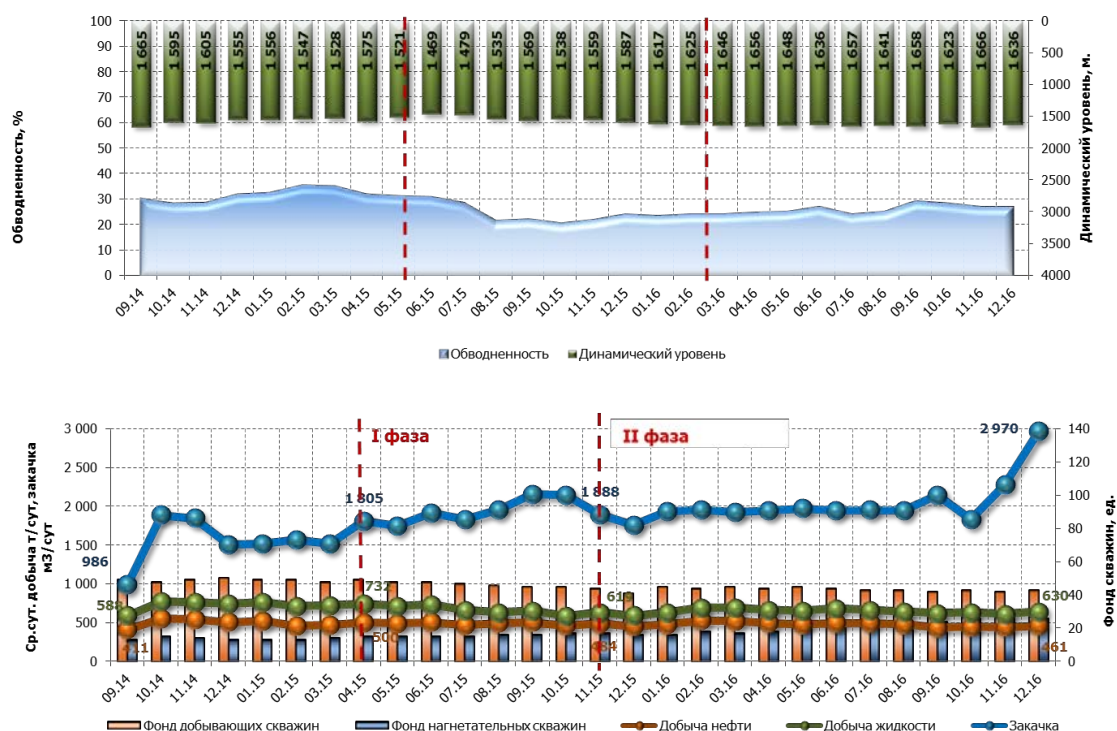


Рис. 6. Динамика технологических показателей по участку ОПР

Список литературы

1. Уиллхайт Г.П. Заводнение пластов – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 788 с.
2. Стародубцев О.В., Соколов И.С. Анализ эффективности системы заводнения на объекте ачимовская толща Поточного месторождения с применением аналитических методов. В сб. материалов 14-й конференции молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский дом печати», 2014. – С. 232-244.

**Анализ и оптимизация
гидродинамических моделей
ОАО «Сургутнефтегаз» для
оперативного планирования
геолого-технических
мероприятий**

Д.А. Ходанович,
Н.С. Бахтий
(Тюменское отделение
«СургутНИПИнефть»,
ОАО «Сургутнефтегаз»)

Адреса для связи:
khodanovich_da@surgutneftegas.ru,
bahtiy_ns@surgutneftegas.ru

Ключевые слова: гидродинамическая модель, планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ), результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), анализ исходных данных, песчаные тела, эффективность заводнения, линии тока, экспресс-модель

За последние годы требования к качеству и детальности гидродинамических моделей существенно повысились. С увеличением числа объектов разработки и длительности их эксплуатации растет число проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ). В настоящее время гидродинамические расчеты применяются не только при проектировании разработки, но и при назначении большинства ГТМ. Для данных расчетов широко используется зарубежное программное обеспечение (ПО). В статье дано описание разработанных модулей корпоративного гидродинамического симулятора «Техсхема», которые используются для контроля качества геолого-гидродинамических моделей и оперативного планирования ГТМ.

Введение

За последние годы требования к качеству и детальности гидродинамических моделей существенно повысились. С увеличением числа объектов разработки и длительности их эксплуатации растет количество проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ). В настоящее время

**Surgutneftegas OJSC
hydrodynamic models analysis
and optimizations for operational
workover planning**

D.A. Khodanovich,
N.S. Bakhty
(Tyumen Branch of «SurgutNIPIneft»,
«Surgutneftegas» OJSC, RF, Surgut)

Адреса для связи:
khodanovich_da@surgutneftegas.ru,
bahtiy_ns@surgutneftegas.ru

Keywords: reservoir model, development strategy, well survey results, well data analysis, sand bodies, waterflooding efficiency, streamlines, express modelling

Requirements for reservoir model quality have significantly increased by the last few years. Number of well operations and duration of oil production are constantly increasing. Reservoir simulation is used not only for the field development projects, but also for most well operations at the present time. Import software is widely used for these calculations. Restrictive sanctions and high cost of import software necessitate Russian oil companies to develop their own simulators. This article contains the description of the developed modules for corporative reservoir simulator «TecScheme». These modules are used for quality control of geological and hydrodynamic models and operational planning.

гидродинамические расчеты применяются не только при проектировании разработки, но и при назначении большинства ГТМ. Для данных расчетов широко используется импортное программное обеспечение (ПО). Ограничительные санкции и высокая стоимость импортного ПО обуславливают необходимость внедрения собственных разработок.

В данной статье представлено описание разработанных модулей корпоративного гидродинамического симулятора «Техсхема», используемых для контроля качества геолого-гидродинамических моделей и оперативного планирования ГТМ.

Контроль корректности построения геологической модели

Построение геологических моделей осуществляется с использованием результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС). Сопоставление РИГИС и параметров модели является обязательным требованием при составлении проектных документов на разработку месторождений [1].

Для оценки качества построения моделей используются кросс-плоты сравнения РИГИС и результатов моделирования. Возможность их автоматического создания реализована в модуле «Анализатор РИГИС» ПО «Техсхема». Данный инструмент позволяет оценить средние показатели, такие как нефтенасыщенность, пористость, проницаемость, расчлененность, песчанность по скважинам. При выявлении значительных отклонений одного из параметров определяют причину и вносят исправления в геологическую модель. При моделировании объектов с большим фондом скважин проверка на наличие ошибок занимает много времени. Следует отметить, что при большой расчлененности средние показатели в модели могут незначительно отличаться от параметров РИГИС, но при сравнении отдельных прослоев отклонения могут быть существенными.

Для проведения качественного контроля предлагается автоматизированный алгоритм, реализованный в модуле «Анализатор РИГИС», позволяющий сопоставлять РИГИС и результаты моделирования для отдельных прослоев. Результаты расчета с использованием алгоритма заносятся в сводную таблицу ошибок (табл. 1), с помощью которой исправления могут быть внесены на начальных этапах геолого-гидродинамического моделирования.

Таблица 1

Код	Ошибка
1	Несоответствие отметок кровли/подошвы пласта
2	Несоответствие количества нефтенасыщенных интервалов
3	Несоответствие количества водонасыщенных интервалов
4	Несоответствие количества газонасыщенных интервалов
5	Отклонение значения толщины нефтенасыщенного интервала
6	Отклонение значения толщины водонасыщенного интервала
7	Отклонение значения толщины газонасыщенного интервала
8	Отклонение значения пористости интервала
9	Отклонение значения нефтенасыщенности интервала
10	Отклонение значения газонасыщенности интервала
11	Отклонение значения проницаемости интервала
12	Несоответствие характера насыщения интервала

Детальный автоматизированный контроль геологических моделей позволяет повысить качество геолого-гидродинамического моделирования и надежность принимаемых решений при планировании ГТМ.

Контроль скважинных параметров

Качество геолого-гидродинамических моделей зависит от надежности исходных данных. Наличие некорректных данных в моделях существенно влияет на результаты гидродинамических расчетов, что приводит к ошибкам при планировании ГТМ. Источником некорректных данных могут быть как ошибки в базах данных компании, так и неверно заполненные инженером параметры для моделирования в симуляторе.

Для оперативного выявления некорректных данных по скважинам разработан модуль «Анализатор скважин» с помощью которого удалось устранить множественные ошибки по крупным объектам разработки. В настоящее время модуль обрабатывает 40 различных вариантов ошибок, среди которых некорректные траектории, интервалы перфорации, гидроразрыва пласта и др.

Инструменты для оперативного планирования ГТМ

Идентификация песчаных тел

Цифровые геологические модели состоят из наборов не связанных между собой групп ячеек, описывающих изолированные песчаные тела. Наибольшее число изолированных песчаных тел наблюдается в моделях, построенных стохастическим методом.

Алгоритм выделения песчаных тел реализован в модуле ПО «Техсхема». Идентификация песчаных тел осуществляется посредством построения матрицы смежности из активных проницаемых ячеек модели и последующего запуска алгоритма поиска в глубину [2]. В результате формируется куб, значения в ячейках которого соответствуют индексам выделенных песчаных тел.

Для проверки геологических моделей дополнительно реализована возможность поиска скважин, пересекающих песчаные тела. При наличии песчаных тел, которые не пересекаются ни одной скважиной, выполняется проверка правильности выделения данного песчаного тела. Реализована также возможность поиска скважин, дренирующих определенные песчаные тела, что позволяет выделять не вовлеченные в разработку интервалы. Анализ выработки отдельных изолированных зон позволяет рассчитать коэффициент извлечения флюида и рекомендовать определенные области для дальнейшего проведения ГТМ (табл. 2).

Таблица 2

Номер песчаного тела	Число ячеек	Поровый объем, тыс.м ³	Текущие геологические запасы					Число скважин
			нефти, тыс. т	конденсата, тыс. т	воды, тыс. т	газа, тыс. м ³	растворенного газа, тыс. м ³	
464	785	5039,36	1399,2	26,4	738,5	530,5	138,8	20
27	731	2859,27	1202,9	17,2	108,3	346,1	119,3	11
63	613	2355,23	976,7	13,2	149,9	265,9	96,8	10
26	198	689,50	306,1	4,4	22,1	87,8	30,4	2
8	140	541,04	291,1	-	153,8	-	28,913	-

На поздних стадиях разработки актуальной является задача выделения зон для бурения боковых горизонтальных стволов (БГС) с целью довыработки подвижных запасов. В настоящее время первичный поиск перспективных зон ведется на основе результатов гидродинамического моделирования. Зачастую сопоставление карт плотности подвижных запасов и обводненности оказывается неэффективным, особенно для объектов с большой толщиной пласта и высокой неоднородностью. Для решения данной проблемы на одном из крупных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» предложено выделять песчаные тела с плотностью подвижных запасов более 1 тысячи тонн на гектар (рис. 1).

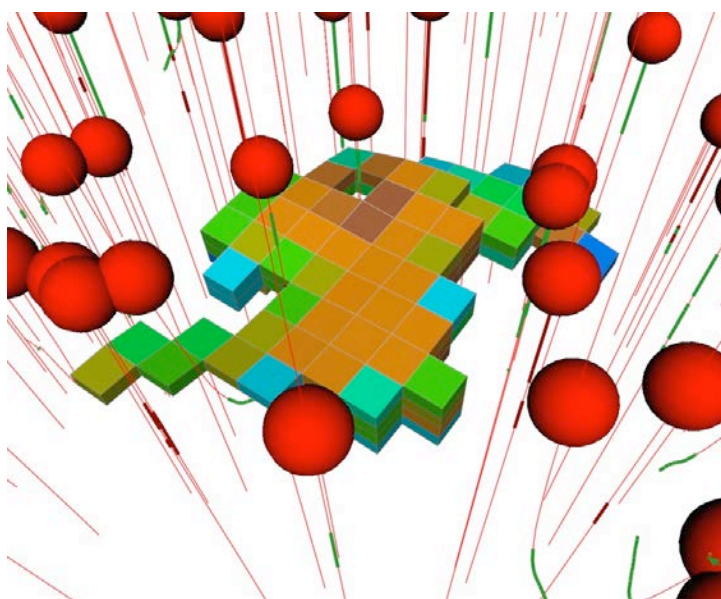


Рис. 1. Песчаное тело с высокой плотностью подвижных запасов

Алгоритм позволяет получить сводную таблицу песчаных тел, характеризующихся высокой плотностью подвижных запасов, текущие геологические запасы каждого тела, а также число скважин, вскрывших песчаные тела. Приоритет при выборе зон для бурения БГС отдается зонам с наибольшими геологическими запасами, которые не дренируются фактическим фондом скважин, а также с нулевыми текущими запасами свободного газа. Применение алгоритма выделения песчаных тел показало его эффективность и в настоящее время он широко используется при назначении ГТМ.

Анализ эффективности заводнения

Для анализа эффективности работы фонда нагнетательных скважин и последующей оптимизации систем поддержания пластового давления (ППД) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» применяется моделирование линий тока. Разработанный модуль «Эффективность заводнения» позволяет построить линии тока с использованием алгоритма Поллока [3] на основе результатов гидродинамического моделирования в симуляторе «Техсхема».

Большая плотность линий тока при их отрисовке не позволяет проводить детальный анализ взаимовлияния скважин. Для количественной оценки эффективности заводнения разработан алгоритм расчета объема непроизводительной закачки, обеспеченной добычи нефти за счет работы системы ППД, обводненности потока от конкретных нагнетательных скважин. Взаимовлияние скважин оценивается на основе сравнения скоростей потока вдоль отдельных линий тока. Результаты расчетов заносятся в специальные таблицы (табл. 3). Реализована возможность расчета таблиц для заданного периода.

Таблица 3

Добывающие			Влияющие нагнетательные								
№ скв.	Объем добычи, тыс. т		№ скв.	UWI	Добыча				Обводненность потока, %	Закачка	
	нефти	жидкости			нефти		жидкости			м ³	%
					т	%	т	%			
110	7.368	7.397	Естественный режим		222.4	3.02	222.5	3.01	0.04	-	-
			124	4027	446.5	6.06	446.8	6.04	0.07	1206.5	7.21
			122	4028	3367.8	45.71	3371.1	45.57	0.10	4876.5	42.90
			94	4029	731.7	9.93	732.6	9.90	0.12	1000.4	16.32
			93	4030	569.7	7.73	569.8	7.70	0.02	1452.6	17.61
			92	4040	191.9	2.60	191.9	2.59	0.00	320.9	5.52
			95	4050	41.9	0.57	41.9	0.57	0.00	109.1	0.70
			121	4060	1796.2	24.38	1820.4	24.61	1.33	1731.2	31.49

Сокращение временных затрат на моделирование месторождений

В связи с возрастающими требованиями к качеству и детальности гидродинамических моделей, а также с осложнением компонентного состава флюида новых месторождений существенно увеличивается время и объем расчетов. Алгоритм генерации упрощенных моделей заключается в перестроении исходной геометрии (сетки): вблизи стволов скважин сохраняется исходное трехмерное строение, по остальным зонам проводится апскейлинг [4] кубов модели до одного слоя (рис. 2). Такой подход позволяет подбирать оптимальную расстановку скважин, решать оптимизационные задачи, например по планированию систем ППД, оперативной оценке ГТМ по скважинам.

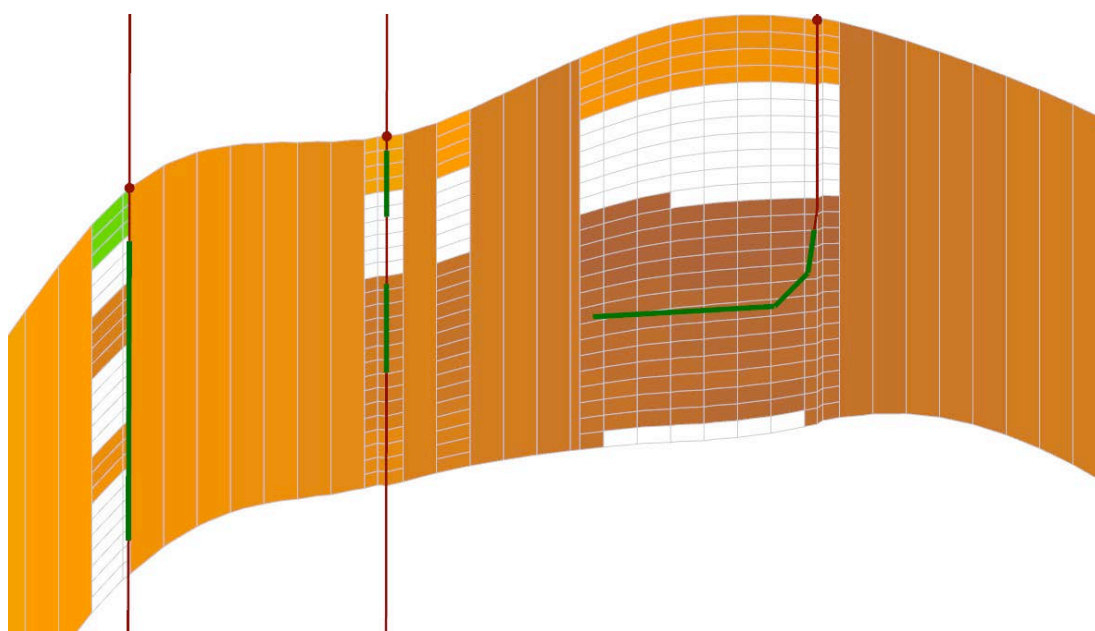


Рис. 2. Разрез созданной экспресс-модели

Эффективность такого экспресс-моделирования была оценена на примере одного из объектов ОАО «Сургутнефтегаз». Время расчета сократилось более чем в 9 раз при отклонении накопленных показателей значений менее 6 % в сравнении с полномасштабной моделью. Незначительные отклонения объясняются низкой неоднородностью и выдержанным строением пласта. При более сложном строении объектов отклонения увеличатся, но при многовариантных расчетах соотношение эффективности будет сохраняться, что позволит выбрать ограниченное количество эффективных вариантов для полномасштабного моделирования.

Выводы

1. Применение модуля «Анализатор РИГИС» позволило повысить качество геологического и гидродинамического моделирования.
2. Устранены множественные ошибки исходных данных по крупным объектам разработки с применением «Анализатора скважин».

3. Модуль «Анализатор моделей» показал свою эффективность для выявления слабодренируемых песчаных тел, а также поиска перспективных зон для проведения ГТМ на крупных месторождениях компании.

4. Модуль «Анализ эффективности заводнения» позволил разработать рекомендации по оптимизации систем ППД на крупных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Выявлены проблемные регионы.

5. Экспресс-моделирование позволило в 9 раз сократить время расчета и существенно сократить время на подбор оптимального варианта разработки для одного из месторождений ОАО «Сургутнефтегаз».

6. Развитие корпоративного гидродинамического симулятора «Техсхема» и функциональных возможностей его модулей, позволяет отказываться от использования моделирования в пакетах программ зарубежного производства.

Список литературы

1. *Временный* регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС. – 2012.

2. *Алгоритмы: построение и анализ* / Т. Кормен, Ч. Лейзерсон, Р. Ривест, К. Штайн // под. ред. Красикова И.В. – 2-е изд. – М.: Вильямс, 2005. – 1296 с.

3. Thiele M.R., Gerritsen M., Blunt M. Streamline Simulation. – USA, Richardson: SPE, 2011. – 238 p.

4. Родионов С.П., Орехова Л.Н. Методика расчета фильтрационных характеристик при апскейлинге геологических моделей // Вестник ТюмГУ. - 2008. - № 6. - С. 64-68.

Комплексное геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Башкортостана)

Р.Х. Масагутов, д.г.-м.н.,
В.Н. Минкаев, к.г.-м.н.
(ПАО «АНК «Башнефть»),
О.Д. Илеменова, к.г.-м.н.
(ООО «БашНИПИНефть»)

Адрес для связи: ilemenovaOD@bashneft.ru

Ключевые слова: Республика Башкортостан, доманиковые отложения, органическое вещество, отражательная способность витринита, пиролиз, катагенез, температура, давление, нефтеносность, сланцевые углеводороды

Целью исследований является геолого-геохимическое изучение доманиковых отложений Республики Башкортостан в. Исследуемые отложения приурочены к доманиковому горизонту верхнего девона и распространены почти на всей территории РБ. В ходе исследований проведен литофациальный анализ, проанализированы данные о нефтеносности, выполнены геохимические исследования кернового материала: определение содержания органического углерода ($C_{орг}$), отражательной способности витринита (ОСВ), пиролиз. Породы доманикового горизонта характеризуются $C_{орг}$ от 3,0 до 29,1% масс. Пиролитические характеристики указывают, что органическое вещество достигло степени катагенеза $МК_1$ - $МК_2$, соответствующей главной зоне нефтегенерации «oil window», что подтверждают значения ОСВ, достигающей 0,46-0,71 Ro. Для характеристики термобарических условий впервые в Башкортостане построены карты пластовых давлений и современных температур, приведенных к кровле доманикового горизонта. Пластовые температура и давление возрастают с севера на юг в направлении Мраковской депрессии. Установлено, что район наибольших перспектив нефтеносности доманикового горизонта охватывает территорию Верхне-Камской впадины, краевые части Башкирского свода, северо-восточную краевую часть Южно-Татарского свода и прилегающие части Благовещенской впадины и Бирской седловины. Новизна и актуальность исследований в том, что на основании анализа вновь полученной геохимической информации

Integrated study of geology and geochemistry of the Domanic formation in the Volga-Urals petroleum province (a case study from the Republic of Bashkortostan)

R.Kh. Masagutov,
V.N. Minkaev
(Bashneft PJSOC, RF, Ufa),
O.D. Ilemenova
(BashNIPIneft LLC, RF, Ufa)

E-mail: ilemenovaOD@bashneft.ru

Key words: Republic of Bashkortostan, Domanic formation, organic matter, vitrinite reflectance, pyrolysis, maturation, temperature, pressure, petroleum potential, shale hydrocarbons

The research is aimed at the study of the geology and geochemistry of the Domanic formation in the Republic of Bashkortostan as a promising exploration target and a reservoir for shale oil and gas. The Domanic sediments are confined to the Domanic Fm. of the Upper Devonian and are widespread almost throughout the Republic. The study included the lithology and facies analysis, evaluation of HC occurrences in this section, geochemical measurements on core such as TOC, vitrinite reflectance (Ro) and pyrolysis. The Domanic Fm. is characterized by TOC values from 3.0 to 29.1% wt. The pyrolysis data indicates the maturity of the source rock (organic matter) at stages $МК_1$ to $МК_2$ of the mesocatagenesis corresponding to the main oil window, as also supported by Ro values ranging from 0.46 to 0.71. For the first time pressure and present-day temperature were mapped adjusted to the top of the Domanic formation. to recreate the burial history and maturation. The in-situ temperatures and pressures increase southwards in the direction of the Mrakov Depression. The research area was then divided into zones based on their HC potential. It was found that the Domanic formation. is most prospective within the Verkhne-Kamskaya Depression, margins of the Bashkir Arch, the north-eastern margin of the Tartar Arch and the adjacent areas of the Blagoveschensk Depression and Birsik Saddle. The novelty and applicability of the research lies in the use of the obtained geochemical findings from the Domanic formation. for evaluation of its maturity,

доманиковых отложений была проведена оценка их катагенетической зрелости, рассмотрено их соответствие по термобарической характеристике критериям оптимальности поисков сланцевых УВ и намечено дальнейшее изучение юго-восточной части Мраковской депрессии, где данный комплекс отложений представляет наибольший интерес.

correlation of the pressure and temperature data against the optimum criteria for finding the so-called sweet spots or most prolific production zones. The research also resulted in recommendations for planning further exploration efforts in the south-east of the Mrakov Depression where this play is assumed to have highest petroleum potential.

Задачей исследований являлось изучение геолого-геохимической характеристики нетрадиционных по структуре и литологическому составу отложений доманикового горизонта верхнего девона Башкортостана в связи с их перспективностью для поиска углеводородов.

Доманиковые отложения сложены темноокрашенными, обогащенными рассеянным органическим веществом, кремнисто-глинистыми тонко-мелкозернистыми и органогенно-обломочными известняками с прослоями доломитов, мергелей, аргиллитов и горючих сланцев. Специфика их состава обусловлена условиями их формирования, проходившими в условиях некомпенсированного осадконакопления.

В ходе исследований проведен литофациальный анализ доманиковых отложений с учетом прежних исследований [1] и данных вновь пробуренных скважин, на карте (рис. 1) выделяются три литолого-фациальные зоны с различными типами разрезов.

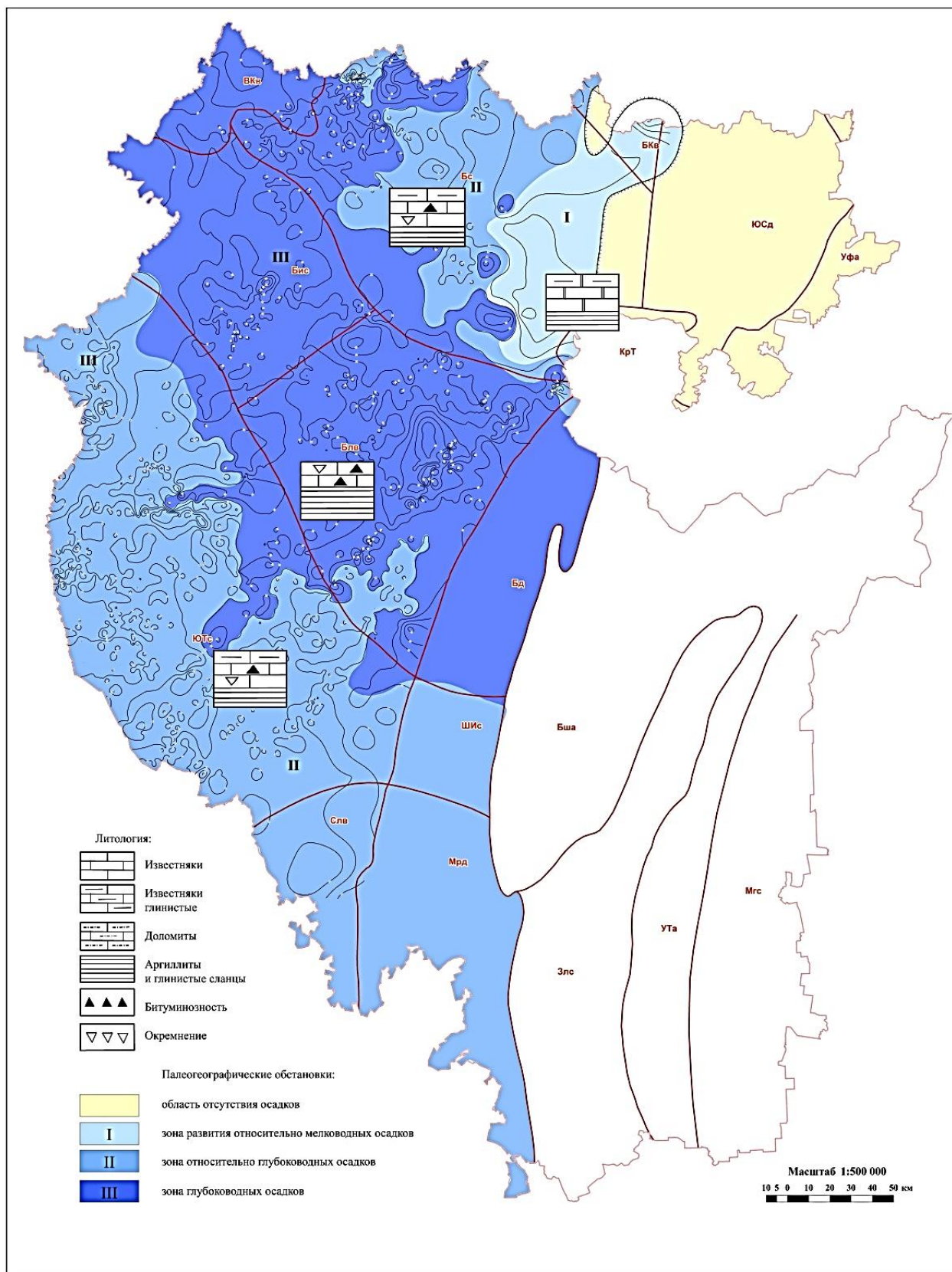


Рис. 1. Литолого-фациальная карта доманиковского горизонта

Первая (I) зона, представленная известняково-доломитовым типом разреза, выделяется лишь на восточном склоне Башкирского палеосвода и в восточной части Бымско-Кунгурской впадины с небольшим прилегающим участком Юрюзано-Сылвенской депрессии. Толщина доманиковых отложений здесь 7 - 14 м. Разрезы этого типа сложены темноокрашенными глинистыми и битуминозными известняками, доломитами и известково-глинистыми битуминозными породами.

Такая зона характерна для наиболее приподнятых участков дна доманикового бассейна.

Для второй (II) литолого-фациальной зоны, выделяемой на юго-западе и на севере рассматриваемой территории, характерен известняково-аргиллитовый тип разрезов, небольшое содержание терригенного материала и слабое окремнение. Общее количество терригенных пород (преимущественно аргиллитов) не превышает 6-9 %, окремнение пород составляет от 8 до 28 % всей толщины доманиковых отложений. В некоторых разрезах встречаются прослои доломитов и доломитизированных известняков.

Третья (III) литолого-фациальная зона (зона развития осадков глубоководной части моря) занимает центральную часть платформенного Башкортостана - Актаныш-Чишминскую депрессию, протягиваясь широкой полосой с северо-запада на юго-восток, в пределы Инзеро-Усольской депрессии. Разрез представлен известняково-сланцевым типом осадков: сильнобитуминозными глинистыми, окремнелыми, темноокрашенными известняками и темно-бурых, с прослоями почти черных кремнисто-глинистых, обогащенных рассеянным органическим веществом (РОВ) пород и горючих сланцев, а также мергелей и аргиллитов.

Толщина отложений доманикового горизонта изменяется от 22 м в северной части территории (скв.198БАД, 8ВОЯ) до 43 м – в восточной части зоны (скв. 6ШКШ). Отложения доманикового горизонта отсутствуют на

Юрюзано-Сылвенской депрессии, вследствие того, что эта территория была выведена на поверхность и описываемые отложения были размыты в последующее время.

Для выделения доманиковой фации с высоким содержанием $C_{орг}$ отложения доманикового горизонта были изучены методами ГИС в разрезах скважин по всей территории Башкортостана. Было рассчитано количественное содержание органического вещества в этих отложениях, выделены эффективные (с содержанием $C_{орг} > 2\%$) толщины доманикового горизонта. Доманиковые фации с высоким содержанием $C_{орг}$ ($> 2\%$), связанные с отложениями доманикового горизонта, развиты на всей территории Башкортостана. Суммарная мощность доманикового горизонта колеблется от 10 до 45 м. Эффективные ($C_{орг} > 2\%$) толщины доманикового горизонта, выделенные по ГИС, варьируют от 4 до 37 м [2].

Большое внимание было уделено изучению нефтеносности доманиковых отложений. Отложения доманикового горизонта испытывались на приток в 65 скважинах, из них в 11 скважинах получена нефть, в остальных получен фильтрат глинистого раствора, вода или вообще притока не получено. Положительные результаты испытаний доманикового горизонта получены на Башкирском своде и в прилегающих к нему Верхне-Камской, Бымско-Кунгурской и Благовещенской впадинах. Это можно связать с улучшением коллекторских свойств, увеличением карбонатности разреза, повышением доли трещинных коллекторов, а также наличием в верхней части доманикового горизонта плотных глинисто-кремнистых пород, служащих крышкой. Перспективы отдельных районов Башкортостана были намечены на основе установленных закономерностей в распределении пород-коллекторов доманиковых отложений в сочетании со структурно-тектоническими и геолого-геохимическими факторами. Район наибольших потенциальных перспектив нефтегазосности доманикового горизонта охватывает территорию Верхне-Камской впадины, западную и

северо-западную части Башкирского свода, северо-восточную краевую часть Южно-Татарского свода и прилегающие части Благовещенской впадины и Бирской седловины [3].

Залежи приурочены как к прослоям светлых пород, так и к темноцветным породам доманиковой фации глинисто-кремнисто-карбонатного состава, часто битуминозным. Характерной чертой для залежей в доманиковых отложениях является то, что относительно высокие первоначальные дебиты к концу опробования резко снижались, притоки нефти фонтанным способом прекращались.

Доманиковые первично-битуминозные отложения верхнего девона на территории Башкортостана обладали высоким нефтегенерационным потенциалом. Потенциал этих отложений не исчерпан, что делает актуальным проведение исследований этих отложений. По оценке нефтегенерационного потенциала по методу, предложенному С.Г. (1969 г), общее количество генерированных битумоидов доманиковыми отложениями верхнего девона по Башкортостану приближенно составляет 139 млрд. тонн, из которых 13,4 млрд т приходится на мигрировавшие жидкие углеводороды. Около 90 % генерации углеводородов обеспечивал доманиковый горизонт. Объем генерации битумоидов по доманиковому горизонту составил 126,7 млрд т, жидких углеводородов – 12,0 млрд т. Прогнозные ресурсы доманикового горизонта, подсчитанные методом геологических аналогий для Верхнекамской, Бымско-Кунгурской и Благовещенской впадин, а также западной части Башкирского свода, составили 30 млн т [3, 4].

Коллекторы в доманиковых отложениях представлены органогенными и зернистыми известняками, реже другими карбонатными породами. Преобладающими типами коллекторов в доманиковых отложениях являются порово-трещинные и каверново-порово-трещинные. Пористость карбонатов низкая, составляет 0,2-4,0 %. Проницаемость составляет 0,001- 0,062 мкм².

Геохимические исследования были направлены на определение содержания органического вещества в доманиковых отложениях, определение степени его катагенетической преобразованности, а также на изучение пиролитической характеристики этих отложений.

Для отложений доманикового горизонта характерно повышенное содержание рассеянного органического вещества. В отложениях доманикового горизонта определялось $C_{орг}$ по 139 образцам из 75 скважин Башкортостана. Величина содержания органического углерода ($C_{орг}$) испытывает колебания в породах от 3,0 до 29 % масс., отмечается и повышенное количество восстановленных битумов нефтяного типа (0,2-5,8 % масс.). Содержание $C_{орг}$ в доманиковом горизонте испытывает значительные колебания как по разрезу, так и по площади распространения, что связано с литологическим составом пород, а также местонахождением отобранной пробы в той или иной литолого-фациальной зоне.

Некоторое повышение $C_{орг}$ отмечается в темноцветных породах в осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба и приурочено к зоне развития глубоководных осадков. Максимальные содержания $C_{орг}$ (до 29 % масс) отмечаются в северо-западной части Актаныш-Чишминского прогиба, в западной части Южно-Татарского свода (скв. 150 Хасановская $C_{орг}$ - 19,9 % масс). Это объясняется тем, что здесь в составе доманикового горизонта отмечаются прослойки как глинисто-кремнисто-органических пород, обогащенных РОВ, так и горючих сланцев.

Определение катагенетической степени преобразованности доманиковых пород проводилось по значениям отражательной способности витринита (ОСВ), использовались значения R^0 в масле. Часть результатов выполнена по прямым замерам в породах, другие выполнялись по образцам из отложений визейского яруса и были пересчитаны на кровлю доманикового горизонта, используя геотермический градиент и учитывая соотношение палеотемператур и отражательной способности витринита [5]. Степень

катагенетической преобразованности органического вещества отложений доманика, определенная по отражательной способности витринита ($0,46-1,05 R^0$), соответствует стадиям катагенеза МК₁-МК₃.

На карте распределения пород по величине отражательной способности витринита по кровле доманикового горизонта, построенной с учетом предшествующих исследований [6] (рис. 2) значения R^0 изменяются от 0,46 до 1,05. Наибольшие значения ($R^0 > 0,8$) отмечаются в Верхне-Камской впадине и на северном склоне Башкирского свода, где по фундаменту отмечается ступенчатое погружение, и территория сильно дислоцирована.

Увеличение R^0 отмечается в центральной части Бирской седловины и Благовещенской впадины, что, вероятно, связано с развитием здесь тектонических нарушений. Кроме того, значения R^0 более 0,8 отмечены в районе Тюменянской площади Южно-Татарского свода, где отмечается Шарано-Туймазинский выступ в фундаменте.

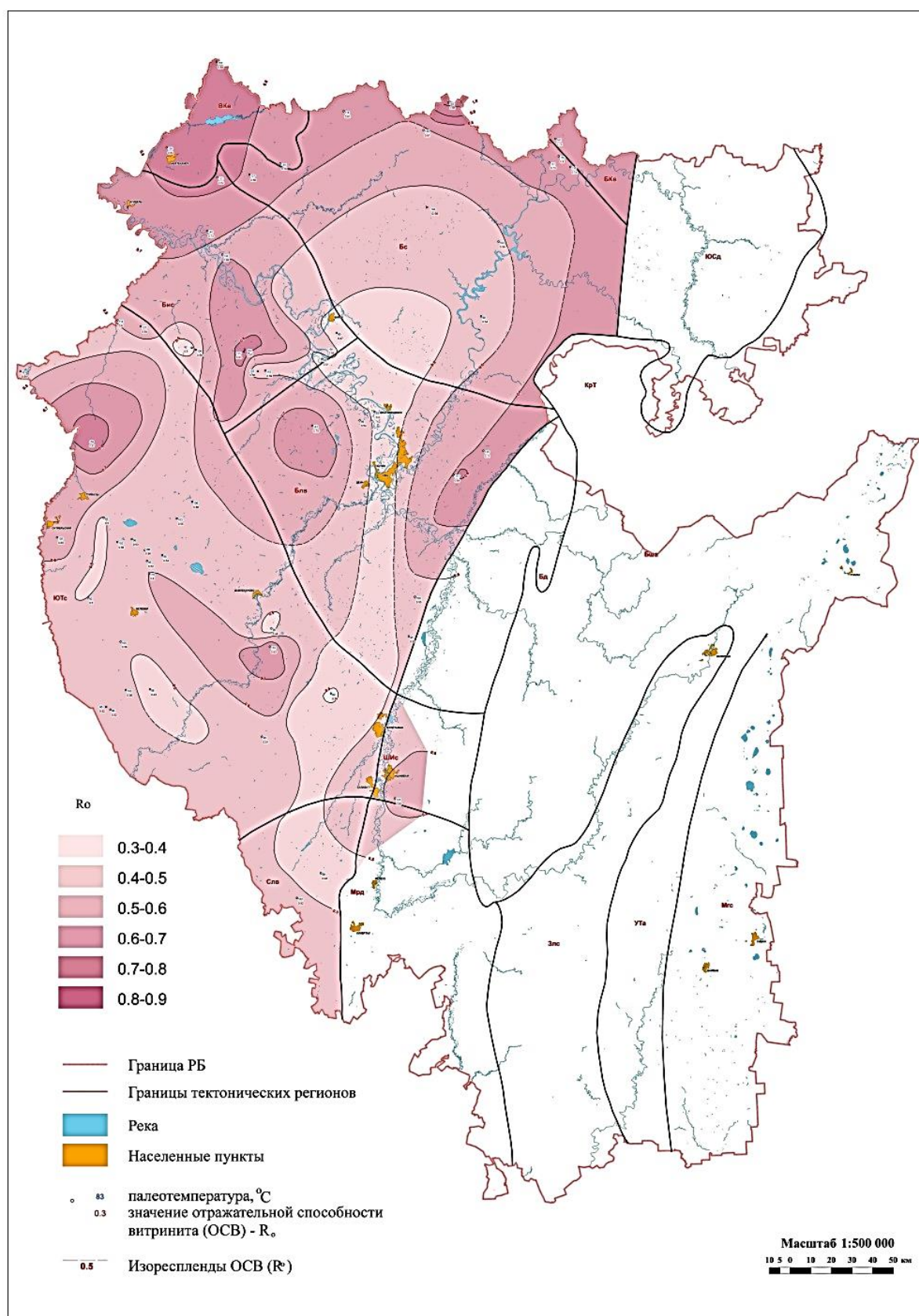


Рис. 2. Карта распределения значений отражательной способности витринита в отложениях доманиковского горизонта

Повышение ОСВ в районе Бирской седловины (скв. 4341, 4352 Тузлукуш) связано с внедрением в рифейские отложения дайки габбро-диабазов, что отмечено при бурении скв. 137 Чекмагушевской площади. Пониженные значения ОСВ наблюдаются на Южно-Татарском своде и совпадают с Серноводско-Абдуллинским авлакогеном, отмечающимся по кристаллическому фундаменту, и зона пониженных значений протягивается от Башкирского свода к югу, что отражает имеющее здесь место погружение поверхности фундамента.

Пиролитические исследования пород доманикового горизонта проводились методом Rock-Eval. Пиролитический анализ керогена позволяет сопоставить образцы доманикитов по ряду показателей, из которых T_{max} (отвечающий максимуму пика S_2 , а также отражающий уровень «прогретости» исследуемых пород) и индекс продуктивности PI дают оценку зрелости керогена, а водородный показатель ($HI = S_2/C_{org}$) - показатель типа керогена.

По величине водородного индекса HI (от 173 до 917 мг/г) органическое вещество (ОВ) доманиковых отложений относится к II типу керогена. По содержанию органического углерода (от 2,6 до 24,2 % масс) породы классифицируются от «удовлетворительных пород» до «пород с отличным генерационным потенциалом».

Выход миграционных битумоидов (S_1) варьирует от 0,67 (скв. 63 Янгурчи) до 16,37 (скв. 150 Хасановская) мг УВ/г породы, величина S_2 , дающая представление об остаточном нефтегенерационном потенциале, также имеет значительные колебания от 3,89 до 165,8 мг УВ/г породы.

Продуктивный индекс PI, изменяющийся в породах доманика от 0,09 до 0,24, и показатель T_{max} , составляющий в породах доманика от 427 до 448 °С, указывают на то, что органическое вещество находится на уровне катагенеза МК₁- МК₂, что соответствует главной зоне нефтегенерации «oil

window», что подтверждают полученные значения ОСВ в этих образцах, достигающие 0,48-0,71 % R^0 .

Для характеристики термобарических условий доманиковых отложений впервые в Башкортостане были построены карты пластовых давлений и пластовых современных температур, приведенных к кровле доманикового горизонта. Для построения использовались как прямые замеры температур, сделанные в результате испытаний и при отборе проб нефти из отложений доманикового горизонта, так и пересчетные при отсутствии прямых данных.

На карте пластовых температур (рис. 3), приведенных к кровле доманикового горизонта, отображается постепенное повышение температуры юго-восточном направлении от 21 °С в Верхне-Камской впадине до 47 °С на восточном борту Благовещенской впадины, затем идет более заметный рост температуры, достигающей 81 °С в скв.14 Саратовской площади в южной части Мраковской депрессии. Это обусловлено региональным погружением поверхности доманикового горизонта в этом направлении.

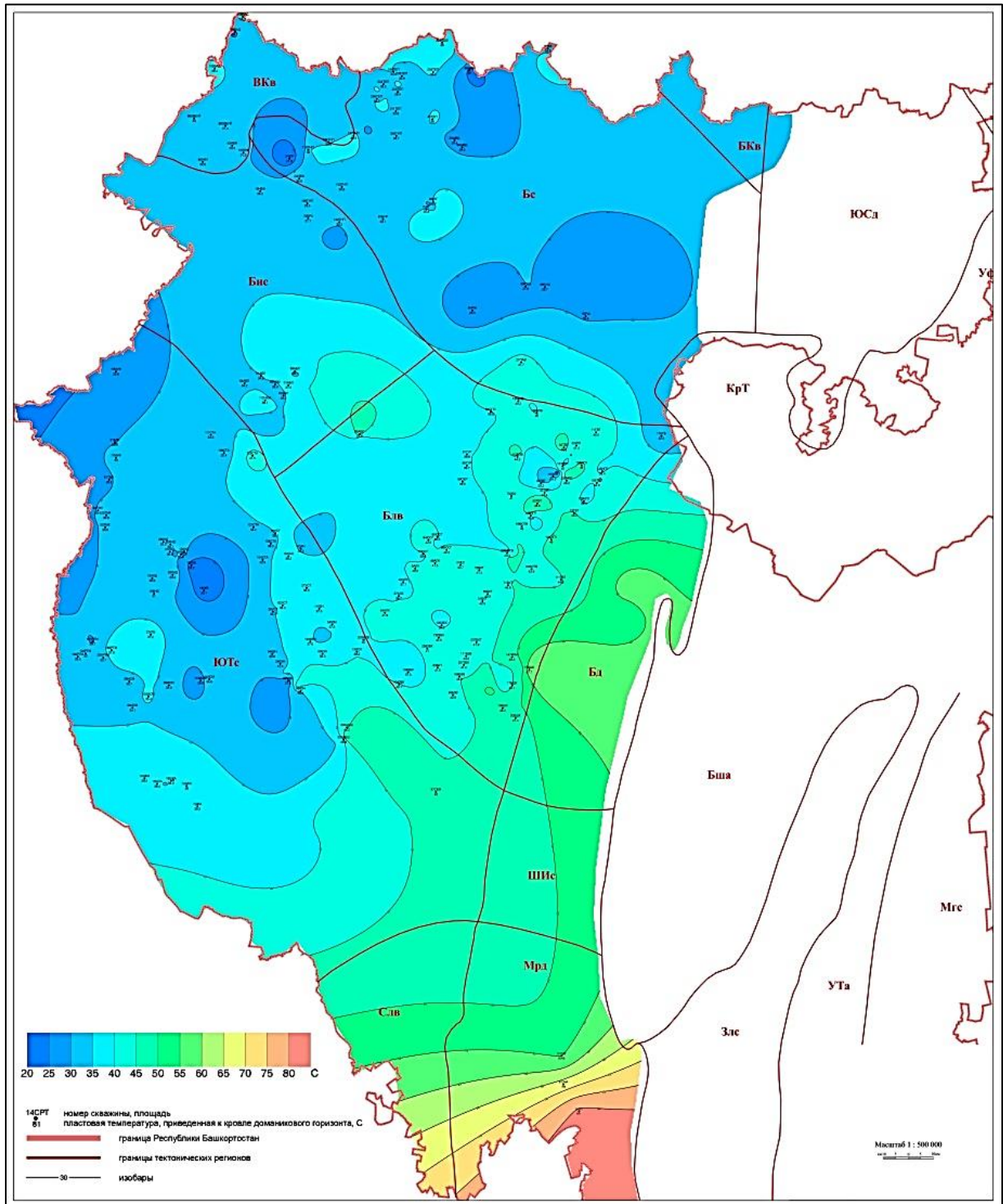


Рис. 3. Карта современных пластовых температур, приведенных к кровле доманикового горизонта

Пластовые давления на большей части территории РБ меняются довольно незначительно и варьируют в интервале от 14 до 28 МПа, но на юге РБ идет

более резкий рост пластового давления до 40 МПа в скв. 101 Подгорновской площади Мраковской депрессии.

Намечено дальнейшее изучение юго-восточной части Мраковской депрессии, где данный комплекс отложений по термобарическим характеристикам соответствует критериям оптимальности поисков сланцевых УВ. Между тем, отсутствие кернового материала и как следствие геохимических исследований в доманиковых отложениях палеозойского разреза не дают нам возможность однозначно оценить перспективность этой части Мраковской депрессии. Для всестороннего изучения доманиковых отложений предлагается углубить одну из бурящихся эксплуатационных скважин Беркутовского газоконденсатного месторождения.

Выводы

1. На основании анализа вновь полученной геолого-геохимической информации по доманиковым отложениям:

- проведена оценка катагенетической зрелости органического вещества доманиковых отложений, получена пиролитическая характеристика; исследования показали, что органическое вещество достигло уровня катагенеза, соответствующего главной фазе нефтегенерации;
- выполнено ранжирование территории по содержанию органического вещества в доманиковых отложениях;
- рассмотрено соответствие доманиковых отложений по термобарическим характеристикам критериям оптимальности поисков сланцевых УВ и намечено дальнейшее изучение юго-восточной части Мраковской депрессии, где данный комплекс отложений представляет с этой точки зрения наибольший интерес.

2. Практическое значение изучения доманиковых отложений важно для решения вопроса нахождения промышленных залежей непосредственно в доманиковых отложениях и выявления перспектив вскрытия

законсервированных в них запасов углеводородов при помощи современных технологий.

Список литературы

1. *Сюндюков А.З.* Карбонатные отложения верхнего девона Западной Башкирии (типы, литолого-фациальные особенности и нефтеносность). - М.: Наука, 1961. - 89с.
2. *Выделение* эффективных толщин доманиковых и доманикоидных отложений с высоким содержанием ОБ (>2%)/ О.Р.Привалова, Т.В. Бурикова, Р.Х. Масагутов, В.Н. Минкаев// В сб. Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений: материалы конференции.- Лениногорск: ПАО «Татнефть», 2015г. - С. 65-70.
3. *Перспективы* нефтегазоносности доманиковых битуминозных формаций девона Башкирии, / Н.П. Егорова, Н.С. Студенко, О.Д. Илеменова, Т.Г.Борисова//В сб. Научное обеспечение стабилизации добычи нефти в Башкирии// Тр. ин-та/ Башнипинефть. - 1988. - Вып. 77. - С. 58-65.
4. *Масагутов Р.Х., Илеменова О.Д., Студенко Н.С.* Геолого-геохимические особенности доманиковых формаций девона Башкортостана в связи с перспективами их нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. -1994.- № 12.- С. 3-7.
5. *Палеогеотермические* критерии размещения нефтяных залежей/ И.И. Аммосов, В.И. Горшков, Н.П. Гречишников, Г.С. Калмыков .- М.: Недра. 1977. -156 с.
6. *Илеменова О.Д., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х.* Степень преобразованности доманикитов и их роль в нефтеобразовании в Башкирском Приуралье // В сб. Доразработка и нефтеотдача месторождений Башкортостана»//Тр. ин-та/ Башнипинефть. - 2001. - Вып. 108.- С. 27-34.

Методика прогноза содержания органического вещества в породах баженовской свиты по данным геофизических исследований скважин на примере месторождений Томской области

А.А. Рогов
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Адрес для связи: RogovAA@tomsknipi.ru

Ключевые слова: баженовская свита, органическое вещество, спектрометрический гамма-каротаж (СГК), Томская область

Согласно общепринятой в настоящее время концепции поиска нефти в породах Баженовской свиты одним из ключевых факторов оценки перспективности является содержание органического вещества C_{org} . Прогнозное распределение C_{org} по площади базируется на результатах лабораторных исследований кернa и не всегда соответствует фактической геохимической обстановке ввиду низкой концентрации исследований. В связи с этим выполнить детальный прогноз C_{org} в масштабах исследуемой территории и, следовательно, уточнить потенциально перспективные районы достаточно проблематично. Для решения указанной проблемы предложена методика прогноза C_{org} по данным геофизических исследований скважин (ГИС), которая основана на корреляционных связях геохимических параметров с параметрами, полученными по данным спектрометрического гамма-каротажа (СГК). В качестве объекта исследования выбраны скважины, расположенные в различных нефтегазовых районах Томской области, для которых проведены лабораторные исследования пород баженовской свиты, в частности, методом пиролиза Rock-Eval, и имеются материалы расширенного комплекса ГИС. Входными данными для обоснования методики послужили пиролитические исследования образцов кернa (C_{org}), а также данные СГК (массовое содержание урана, калия и тория). Рассмотрена возможность построения корреляционной связи между параметром C_{org} и содержанием урана, определенным по данным СГК, по всем разрезу

Technique for total organic carbon forecasting in Bazhenov formation using well-logging data by the example of deposits in Tomsk region

A.A. Rogov
(TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)

E-mail: RogovAA@tomsknipi.ru

Keywords: Bazhenov formation, total organic carbon (TOC), spectral gamma-ray logging (SGR), Tomsk region

According to the currently accepted methodology applied to shale oil prospecting (in Bazhenov rocks), total organic carbon (TOC) in Bazhenov rocks is one of the key factors in prospective area assessment. The prospected TOC areal distribution is primarily obtained as a result of core sample laboratory tests, and it does not always correspond to the real geochemical environment owing to insufficient amount of investigations. This fact makes detailed TOC forecasting on the scale of the study area, and subsequently, defining potentially prospective areas difficult. To solve the above mentioned problem the author proposes TOC forecasting technique using well logging data which is based on correlations of geochemical parameters with parameters obtained by spectral gamma-ray logging (SGR).

The research target is wells located in different oil-gas bearing areas within Tomsk Oblast which were subject to laboratory tests on Bazhenov rocks, using Rock-Eval pyrolysis, in particular, and advanced well logging. Both pyrolysis investigations of core samples (TOC) and spectral gamma-ray logging (uranium, potassium and thorium mass content) provided input data for technique validation. Based on the observed regularity indicating that Bazhenov bituminous argillite radioactivity is due to uranium sorption enrichment, the correlation between total organic carbon content and uranium content determined by spectral gamma-ray logging throughout the Bazhenov section was considered.

Selected parameter comparison reveals rather tight correlations ($R^2 \approx 0.9$), which can be referred to for reliable forecasting of total organic carbon in Bazhenov rocks. The comparison of different relations with basic geochemical parameters can

баженовской свиты. На основе сопоставлений выбранных параметров, получены достаточно тесные корреляционные связи ($R^2 \approx 0.9$), позволяющие выполнять надежный прогноз содержания органического вещества в породах баженовской свиты. Сопоставление различных типов зависимостей с базовыми геохимическими параметрами потенциально указывает на их взаимосвязь с катагенетической преобразованностью пород, что в дальнейшем будет способствовать локализации и детальному ранжированию потенциально перспективных зон баженовской свиты.

potentially indicate their interrelation with diagenetic transformation of rocks which, in turn, facilitates locating and detailed ranging of potentially prospective zones within the Bazhenov section.

Введение

Согласно общепринятой в настоящее время концепции поиска нефти в породах Баженовской свиты одним из ключевых факторов оценки перспективности является содержание органического вещества $C_{орг}$. Прогнозное распределение $C_{орг}$ по площади базируется на результатах лабораторных исследований керна и не всегда соответствует фактической геохимической обстановке ввиду низкой концентрации исследований. В связи с этим выполнить детальный прогноз $C_{орг}$ в масштабах исследуемой территории и, следовательно, уточнить потенциально перспективные районы достаточно проблематично. Для решения указанной проблемы предложена методика прогноза $C_{орг}$ по данным геофизических исследований скважин (ГИС), которая основана на корреляционных связях геохимических параметров с параметрами, полученными по данным спектрометрического гамма-каротажа (СГК).

В качестве объекта исследования выбраны шесть разведочных скважин, расположенных в различных нефтегазоносных районах Томской области (рис.1), для которых проведены лабораторные исследования пород керна пород баженоской свиты, в частности методом пиролиза Rock-Eval, а также имеются материалы расширенного комплекса ГИС, представленного методами радиоактивного каротажа (ГК/СГК, ННКт, ГГКп) и электрометрии (БК, ИК, ВИКИЗ, ПС).

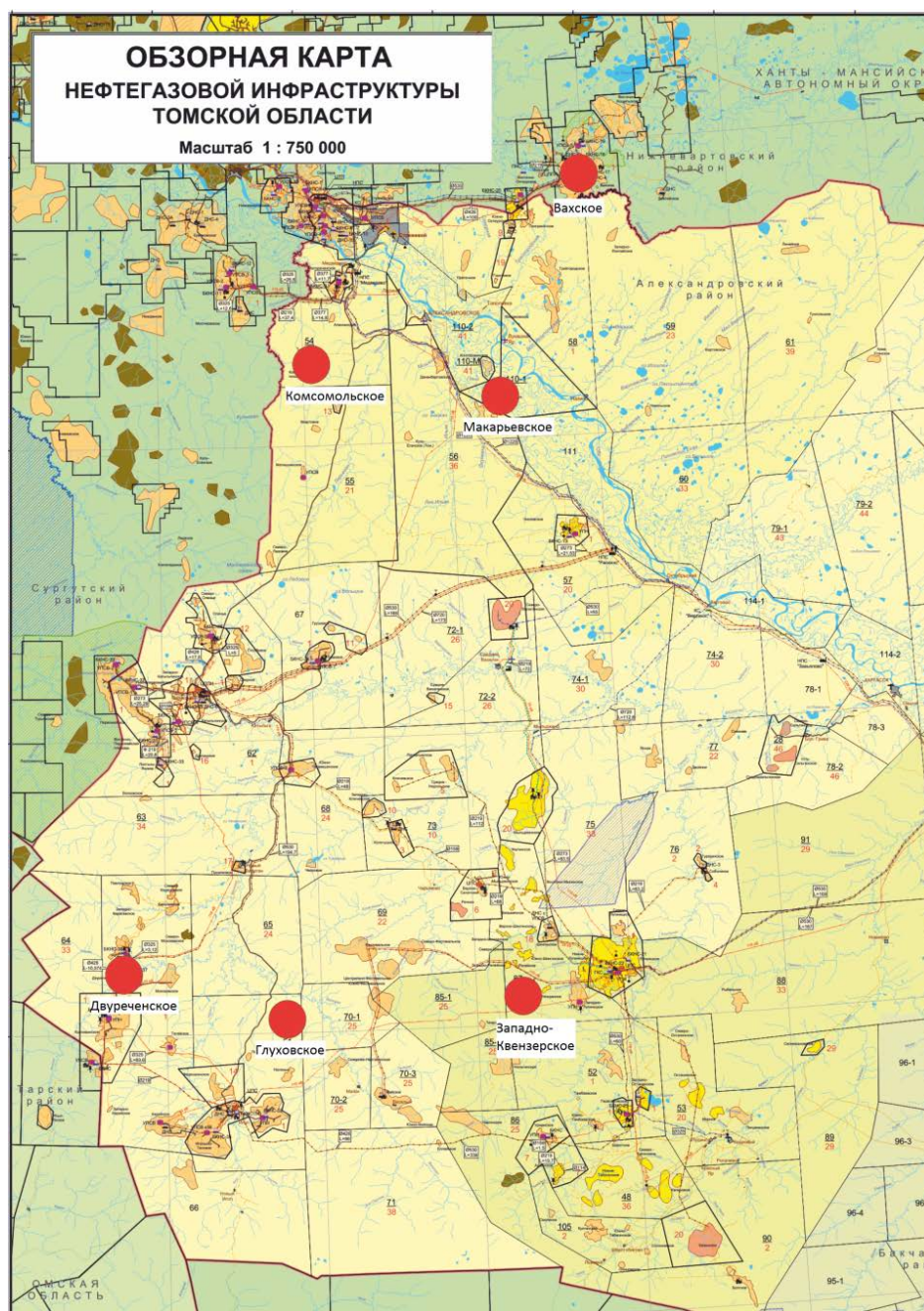


Рис. 1. Фрагмент обзорной карты Томской области с указанием расположения исследуемых скважин

Как известно [1], радиоактивность битуминозных аргиллитов баженовской свиты обусловлена их сорбционным обогащением ураном. Живые планктонные организмы не накапливают уран ни в тканях, ни в раковинах. Сорбционное связывание урана органическим веществом происходит после отмирания микроорганизмов. В поверхностных взвешах накопление урана также не связано с окислительной обстановкой осадконакопления.

Восстановление и сорбция урана на органическом веществе пеллет и флокул начинается после их попадания в придонные анаэробные слои и выпадения в осадок. Исходя из данной закономерности, рассмотрена возможность построения корреляционной связи между содержанием органического вещества $C_{орг}$ и содержанием урана, определенным по данным СГК, по всем разрезу баженовской свиты.

Входными данными для обоснования методики послужили пиролитические исследования ($C_{орг}$), а также данные СГК (массовое содержание урана, калия и тория). На основе сопоставлений выбранных параметров получены зависимости, показанные на рис. 2.

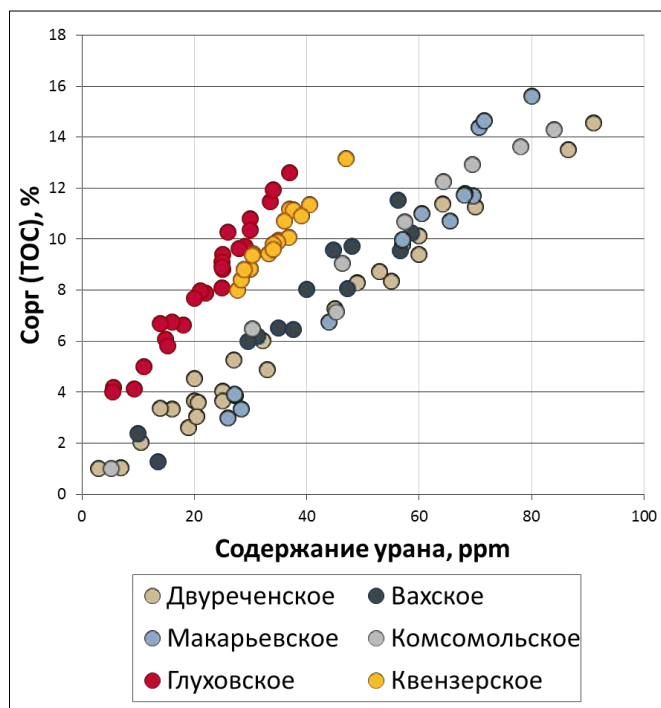


Рис. 2. Зависимость содержания органического вещества $C_{орг}$ от массового содержания урана в породах баженовской свиты для различных нефтяных месторождений Томской области

Из рис. 2 видно, что наблюдаются достаточно тесные корреляционные связи как в отдельных скважинах, так и в группах согласно структурно-тектоническому районированию:

- Западно-Квензерское и Глуховское месторождения относятся к отрицательной структуре - Нюрольской мегавпадине;

- Вахское, Комсомольское, Макарьевское месторождения относятся к положительным структурам соответственно Трайгородскому мезовалу, Нижневарттовскому своду, Полуденному выступу.

Наиболее вероятной причиной типизации корреляционных связей, по мнению автора, является различие в фациальной обстановке осадконакопления пород баженовской свиты. Так, для более погруженных отложений Западно-Квензерского и Глуховского месторождений, на территории которых осадконакопление происходило в преимущественно анаэробных, восстановительных условиях, содержание урана и, следовательно, органического вещества, существенно больше, чем в приподнятых отложениях остальных рассматриваемых месторождений. Это подтверждает гипотезу, выдвинутую в работе [1]: осаждение урана контролируется рН среды, и наиболее активная сорбция урана на органических компонентах происходит в преимущественно восстановительной обстановке. Полученные результаты в совокупности с данными геохимических исследований применимы для базового анализа районов исследования с целью количественной и качественной оценки содержания органического вещества [2].

Апробация методики и полученные результаты

На начальном этапе ввиду отсутствия скважин, для которых имелись материалы СГК и результаты геохимических исследований керна баженовской свиты, для обоснования петрофизических связей использовались данные спектрометрии, полученные в лабораторных условиях на керновых колонках (суммарным вынос – более 90 %). Последующий анализ скважинного и лабораторного замеров содержания урана подтвердил наличие между ними достаточно тесной корреляционной связи ($R^2 > 0,95$) (см. рис. 2). Это позволяет использовать лабораторные данные вместо скважинных замеров содержания урана без введения в петрофизическую зависимость существенной погрешности.

Для оценки применимости предлагаемой методики в рамках оперативной интерпретации материалов геофизических исследований скв. 55 Вахского месторождения (с отбором керна в интервале баженовской свиты) выполнен прогноз параметра $C_{орг}$ по данным скважинной спектрометрии. Затем по результатам геохимических исследований керна получены фактические значения $C_{орг}$ и выполнено сопоставление прогнозных и фактических данных. Из рис. 3 видно, что прогнозные значения достаточно хорошо подтверждаются фактическими керновыми данными, за исключением отдельных интервалов в подошвенной части свиты.

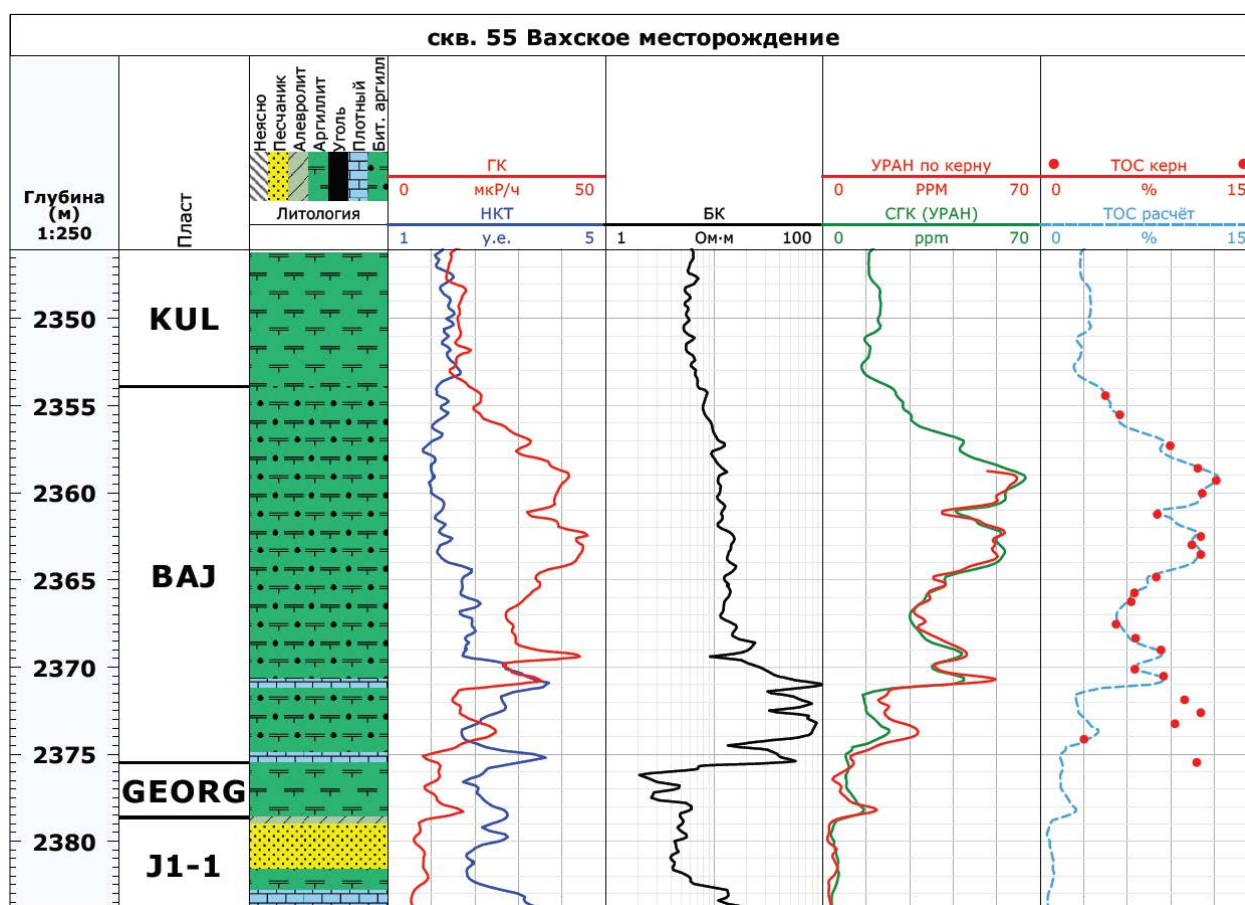


Рис. 2. Результаты расчета параметра $C_{орг}$ по данным СГК на примере скв. 55 Вахского месторождения

Наиболее вероятной причиной расхождений прогнозных и фактических значений является литологическая типизация разреза. Как видно из рис. 3 (кривые ННКт, БК), подошвенная часть характеризуется повышенной

карбонатизацией, при этом содержание урана резко падает при достаточно высоком содержании органического вещества. По данным минералогического анализа указанный интервал представлен доломитами известковистыми органогенными, основную часть объема породы составляют раковины радиолярий различной сохранности, замещенные кальцитом и обогащенные органическим веществом. По мнению автора, исходя из вида фаунистических остатков (радиолярии), сопутствующих диагенетических преобразований (замещение кальцитом), а также молекулярных характеристик органического вещества, можно сделать вывод, что на момент начала формирования баженовской свиты геохимическая обстановка осадконакопления была частично аэробной. Данный тип обстановки не способствовал максимальной сорбции урана на поверхности молекул органического вещества – часть урана окислялась, переходила в растворенное состояние и удалялась из зоны осадконакопления глубинными растворами [1].

В настоящее время предлагаемая методика не позволяет выполнять прогноз $C_{\text{орг}}$ по данным СГК для высококарбонатизированных интервалов баженовской свиты ввиду непредставительной корреляционной связи. Для учета типизации разреза предлагается предварительно разделять баженовскую свиту на литологические типы: глинисто-кремнистый, представленный преимущественно силицитами, и карбонатный, представленный органогенными известняками, - на качественном уровне с помощью таких методов ГИС, как БК, НККт, ГГКп, АК, и с дальнейшим применением реализованной методики только для глинисто-кремнистого типа.

Пошаговый алгоритм применения методики с целью регионального прогноза $C_{\text{орг}}$ по данным ГИС приведен на рис. 4.

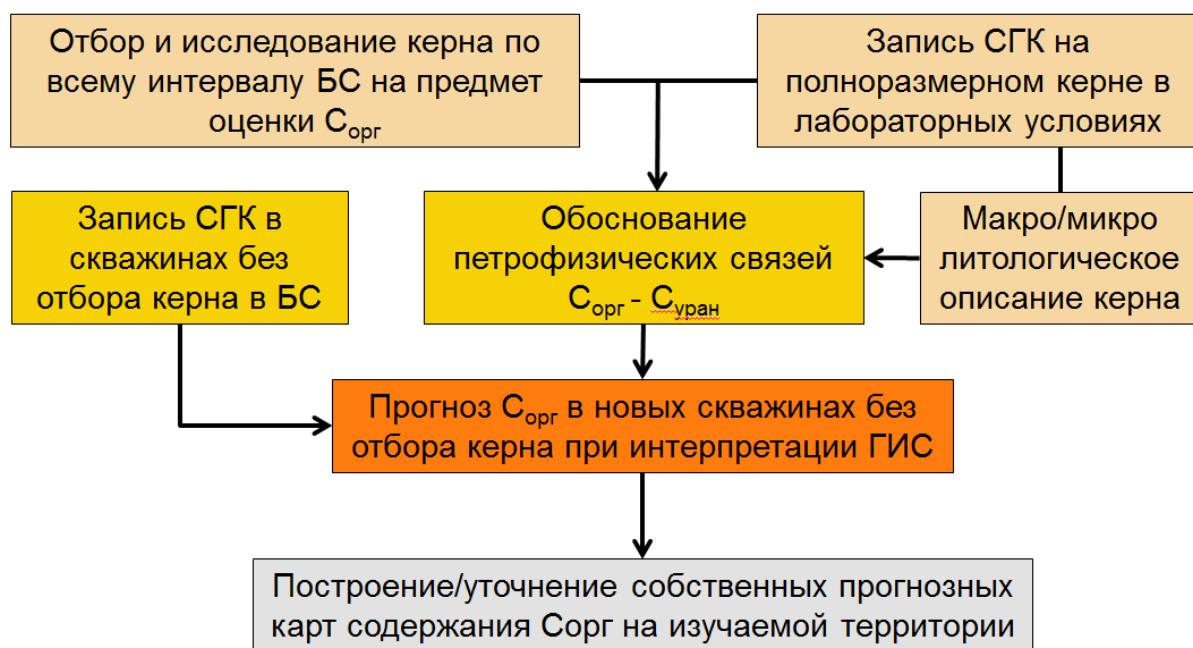


Рис. 4. Алгоритм обоснования методики для прогноза $C_{орг}$
(БС – баженовская свита)

Выводы

1. Реализованная методика позволяет прогнозировать содержание органического вещества в породах баженовской свиты по данным ГИС (СГК), а также качественно определить окислительно-восстановительную обстановку осадконакопления. В совокупности это способствует более точной локализации потенциально перспективных зон баженовской свиты.

2. К основным преимуществам методики можно отнести ее экономическую эффективность, заключающуюся в отсутствии необходимости проведения дополнительных специализированных исследований керна: на начальном этапе используются только геохимические и рутинные исследования; для дальнейшего регионального прогноза $C_{орг}$ требуется лишь включение в обязательный комплекс ГИС одного специального метода – SGK, стоимость которого существенно ниже стоимости керновых исследований.

3. Предлагаемая методика имеет ряд ограничений, связанных с литологическими особенностями пород, которые в совокупности могут снизить достоверность прогноза. Однако вполне влияние данного фактора можно

минимизировать путем построения дополнительных петрофизических зависимостей, а также проведения базового минерально-компонентного анализа исследуемых пород.

Список литературы

1. *Батурин Г.Н.* Уран в современном морском осадкообразовании. – Москва: Атомиздат, 1975г. - 152 с.
2. *Гурари Ф.Г., Матвиенко Н.И.* Палеогеография баженовской свиты по распределению в ней урана // Тр. Ин-та / СНИИГГиМС. - 1980. - Вып. 275 - 132 с.

Использование программного комплекса WellInfo для управления геолого-геофизическими и промысловыми данными в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени

А.П. Михайлов,
М.В. Абрамова
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
КогалымНИПИнефть в г. Тюмени)

Ключевые слова: информационно-аналитическая система WellInfo, информационный ландшафт конфигурация, база данных, сервер приложений, функциональность, модули системы, информационно-поисковая система, картографический модуль, востребованность

Информационно-аналитическая система (ИАС) WellInfo представляет собой программно-аппаратный комплекс, предназначенный для загрузки, хранения, предоставления пользователям и выгрузки всего спектра геолого-геофизической, промысловой и прочей информации о нефтяных и газовых месторождениях. Основной предпосылкой к созданию ИАС WellInfo стала необходимость уменьшения затрат на поиск и повышение качества исходной информации при проведении научно-технических работ. В настоящее время ИАС WellInfo является центральным хранилищем всего спектра геологической, геофизической и промысловой информации. Типовая конфигурация ИАС WellInfo включает базу данных, сервер приложений, рабочее место клиента, ГИС-сервер и программу загрузки каротажных кривых. База данных WellInfo состоит из более чем 1300 таблиц, в которых определено более 30000 атрибутов, и электронного каталога документов. В качестве системы управления данными используется пакет Oracle Database 11g Enterprise Edition, функционирующий в операционной системе Oracle Enterprise Linux. Сервер приложений разработан как web-приложение на базе стека технологий Java Enterprise Environment. Клиентское приложение выполнено по технологии Adobe Flash Player на языке ActionScript v.3 и функционирует на пользовательских компьютерах под управлением операционных систем семейства Windows. Архитектура сервера приложений строится по модульному типу. Набор базовых технологий, отвечающих за функционирование системы в целом, сосредоточен в ядре системы. Функциональность ИАС WellInfo разбита на отдельные модули. Всего в системе имеется 11 прикладных и 7 служебных модулей.

Сформулированы основные направления развития ИАС WellInfo для следующей версии.

Введение

Проект информационной системы WellInfo, предназначенный для автоматизации процесса загрузки, экспорта и аналитической обработки геолого-промысловой и геофизической информации предприятий ООО

«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», был представлен в апреле 2006 г. на рабочем совещании специалистов ООО «КогалымНИПИнефть». Предпосылками к ее создания стали:

- хранение цифровых наборов данных в разрозненных формах, множественных хранилищах, часто не имевших ни логических, ни физических связей;
- существенные затраты времени на поиск информации по неформализованным критериям с не всегда достоверным результатом вследствие недоступности всего спектра данных;
- дублирование информации вследствие отсутствия централизованного хранения данных с логически выверенной структурой;
- отсутствие возможности оценки качества материала;
- несоответствие существовавших информационных систем требованиям к оперативности получения данных, необходимому набору разделов и атрибутов геолого-геофизической информации, перечню выходных отчетов.

Эксплуатация первой версии информационной системы WellInfo началась в 2007 г. В процессе эксплуатации системы были выявлены определенные недостатки и сформулированы направления для ее дальнейшего развития:

- расширение спектра информации по всем направлениям;
- нормализация базы данных по существующим направлениям;
- создание системы контроля качества информации;
- автоматизация загрузки данных;
- сокращение временных процессов, отводящихся для принятия решений.

В начале 2010 г. было принято решение о разработке новой версии информационной системы WellInfo на базе J2EE и web-технологий. Первый релиз новой версии системы был представлен работникам филиала в начале 2012 г..

В настоящее время информационно-аналитическая система (ИАС) WellInfo широко задействована в производственных процессах Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени. Она обеспечивает исходной геолого-геофизической и промысловой информацией большинство

работ, которые выполняет филиал, играет роль центрального хранилища первичных данных и результатов работ.

В данной статье рассмотрен программный комплекс «Информационно-аналитическая система WellInfo», его архитектуре и функциональным возможностям.

Назначение системы

ИАС WellInfo представляет собой программно-аппаратный комплекс, предназначенный для загрузки, хранения, предоставления пользователям и выгрузки всего спектра геолого-геофизической, промысловой и прочей информации о нефтяных и газовых месторождениях. Данная система используется при проведении научно-технических работ как источник первичной (исходной) информации, а также для хранения результатов.

Основное назначение ИАС WellInfo заключается в следующем:

- структуризация геолого-геофизической и промысловой информации (ГГПИ) – процесс переноса информации из документов в базу данных;
- хранение данных, включая исходные материалы в виде файлов со сканами, таблицами и другими электронными документами;
- организация входных информационных потоков, включая доступ к информационным ресурсам и процесс загрузки информации;
- все виды контроля качества исходной информации: входной контроль, периодический и выборочный контроль, экспертный контроль;
- организация выходных потоков, различные способы экспорта данных для анализа в прикладных информационных комплексах;
- предоставление пользователям различных способов просмотра и анализа информации.

Место ИАС WellInfo в информационном ландшафте филиала иллюстрирует схема, показанная на рис. 1. Информация, поступающая из различных файловых источников через сервер приложений WellInfo, разбирается, проверяется и загружается в базу данных. Если источником

информации является другая реляционная база данных, то перегрузка информации происходит на уровне баз данных. После этого информация посредством коннекторов (программ сопряжения) перегружается в производственные базы в соответствии с заданным расписанием.

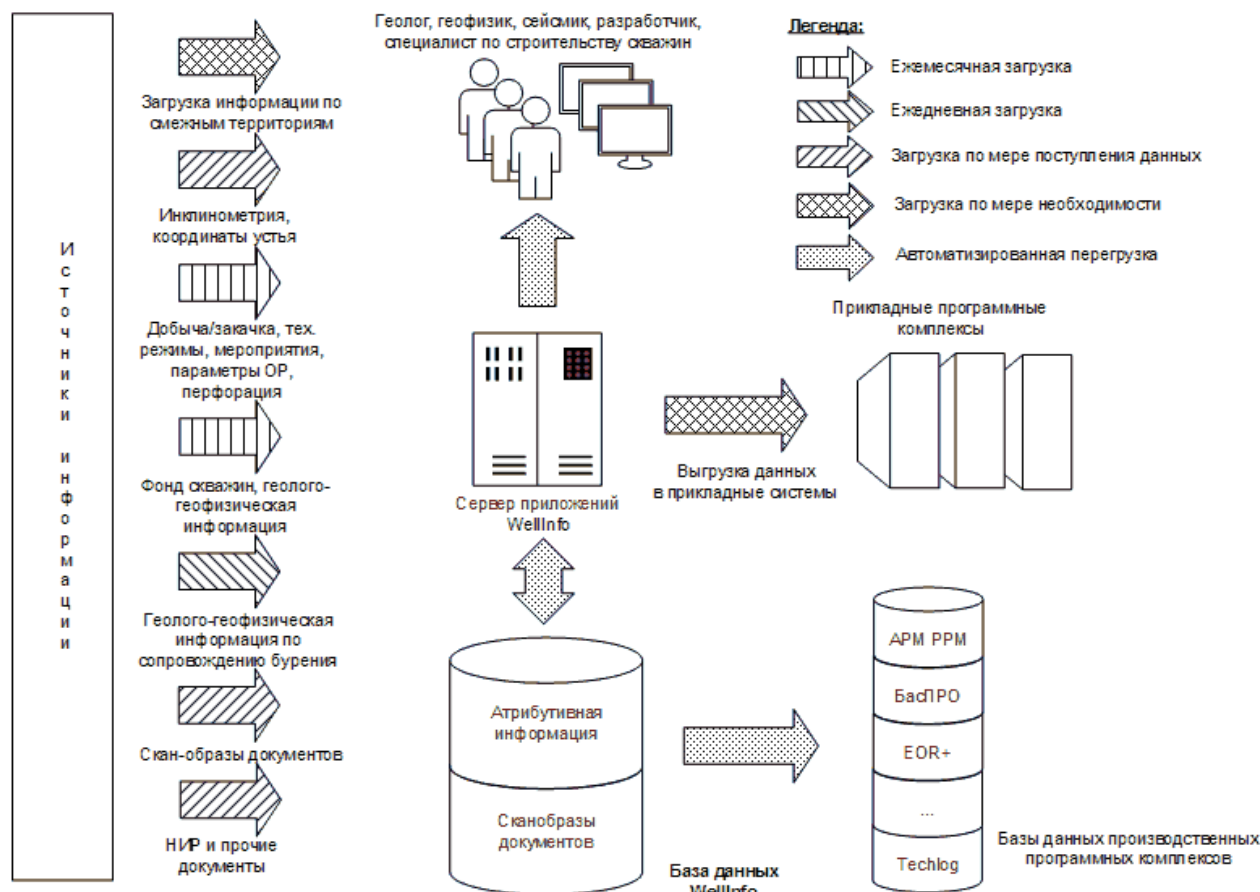


Рис. 1. Организация информационных потоков

Входной информацией для ИАС WellInfo являются:

- промысловая информация, поступающая ежемесячно из территориально-производственных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»;
- информация о фонде скважин, исследованиях и мероприятиях, проведенных на скважинах, которая поступает из ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»;
- информация о координатах от маркшейдерских служб;
- информация от подрядных организаций о работах, которые проводятся на скважинах в виде файлов различных форматов и структур;

- информация из территориальных и федеральных фондов, государственных органов;
- результаты работ Филиала в электронном виде.

Пользователи системы могут получить доступ к информации, хранящейся в базе данных WellInfo, проанализировать и выгрузить ее на компьютер в форматах, пригодных для загрузки в аналитические программные комплексы.

Таким образом, если рассматривать место ИАС WellInfo в информационных потоках филиала, то благодаря развитым средствам загрузки данных и интеграции с другими программными комплексами ИАС WellInfo принадлежит роль центрального хранилища всего спектра геологической, геофизической и промысловой информации.

Информационная модель

В настоящее время база данных WellInfo представляет собой набор из более 1300 таблиц, в которых определено более 30000 атрибутов. Помимо данных в цифровом виде, в базе данных хранится электронный каталог документов в виде ссылок на файлы (тип BFILE). Структура базы данных постоянно пополняется новыми разделами, необходимыми для создания научно-технической продукции.

Информационная модель базы данных WellInfo состоит из нескольких схем (рис. 2), содержащих непосредственно данные (схема well), нормативно-справочную информацию (схема wellref) и различную служебную информацию (схема well_audit), хранит информацию, предназначенную для аудита изменения структуры данных, журнализации действий с данными, данные системы контроля качества и др. Для хранения истории любых изменений некоторых видов информации, таких как фонд, координаты, создана отдельная схема (схема history). Данные об исследованиях керна находятся в схеме core. В отдельные схемы выделены данные, относящиеся к пространственному отображению информации. Схема sde создается картографическим сервером и

служит для отображения пространственных данных. Схема gis предназначена для отображения атрибутивной информации о картографических слоях. Сведения о взаимосвязи между объектами различных баз данных для их последующего обновления занесены в схему wellcorr.

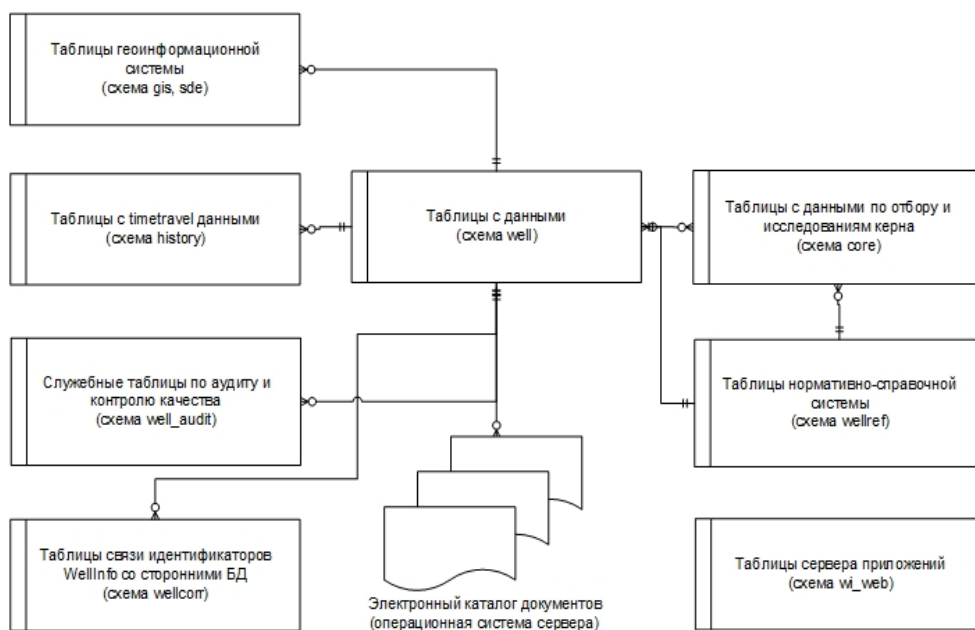


Рис. 2. Взаимосвязь схем информационной модели WellInfo

Для функционирования сервера приложений WellInfo имеется схема wi_web, которая содержит служебные данные, относящиеся к работе программы (пользователи, журналы действий, настройки и др.).

Анализ полноты и качества загруженной информации проводится на уровне:

- базы данных (первичные, внешние, уникальные ключи, проверочные ограничения);
- системы контроля качества (разработано более 400 правил проверки качества загруженной информации);
- приложения, при загрузке информации.

В настоящее время общий объем базы данных WellInfo составляет 1,5 ТБ, объем загруженных документов – 10 ТБ.

Архитектурные аспекты программного комплекса

Конфигурация ИАС WellInfo состоит из:

- базовых компонентов, отвечающих за реализацию основных функциональных возможностей системы;
- интеграционных компонентов, которые реализуют взаимодействие с сетевой инфраструктурой;
- коннекторов, отвечающих за интеграцию с источниками и потребителями информации, хранящейся в базе данных WellInfo.

В типовую конфигурацию ИАС WellInfo входят (рис. 3) следующие компоненты.

Сервер приложений – обязательный компонент, обеспечивающий взаимодействие пользователей с информацией, хранящейся в базе данных WellInfo.

База данных – обязательный компонент, выполняет роль хранения, поиска и предоставления информации по запросу сервера приложений.

Рабочее место WellInfo – обязательный компонент, который отвечает за отображение данных для пользователя и управление этими данными.

ГИС-сервер – отвечает за пространственный поиск и представление данных, хранящихся в базе данных. Может отсутствовать, в таком случае некоторые функции сервера приложений будут не доступны.

LasLoader – программа для загрузки геофизической информации в базу данных WellInfo.

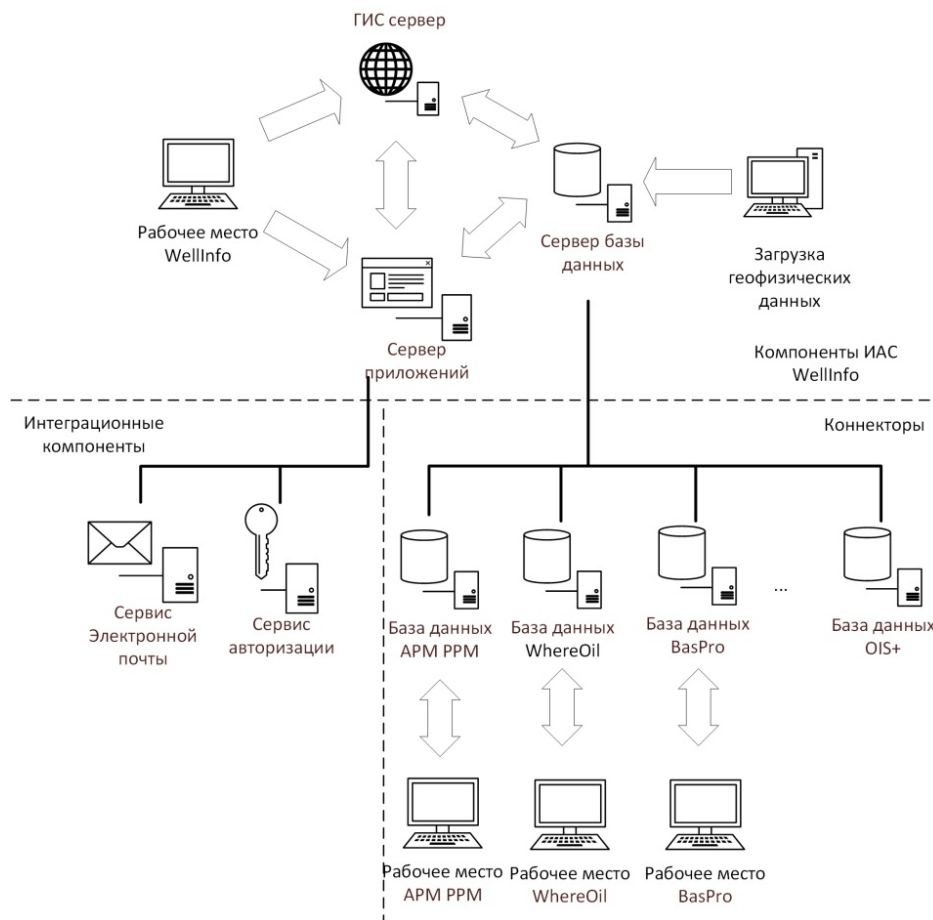


Рис. 3. Конфигурация ИАС WellInfo

Интеграционные компоненты позволяют серверу приложений взаимодействовать с существующей инфраструктурой локальной сети. Наличие таких компонентов не является обязательным, но их присутствие увеличивает эффективность работы типовой конфигурации узла.

К интеграционным компонентам относятся:

- сервис электронной почты – позволяет организовать рассылку электронных сообщений пользователям узла программного комплекса WellInfo;
- сервис авторизации – позволяет управлять пользователями из одного места, что снижает затраты на администрирование.

Клиентское приложение выполнено по технологии Adobe Flash Player на языке ActionScript v.3 и функционирует на пользовательских компьютерах под управлением операционных систем семейства Windows. Сервер приложений разработан как web-приложение на базе стека технологий Java Enterprise

Environment. В качестве системы управления данными используется пакет Oracle Database 11g Enterprise Edition, функционирующий в операционной системе Oracle Enterprise Linux.

Коннекторы к сторонним системам отвечают за передачу и преобразование данных между базами данных различных прикладных систем. Коннекторы осуществляют обмен информацией как из базы данных WellInfo, так и в обратном направлении. В настоящее время разработано 14 типов коннекторов.

Архитектура сервера приложений строится по модульному типу. Набор базовых технологий сторонних организаций и собственной разработки, которые отвечают за функционирование системы в целом, сосредоточен в ядре системы. В базовые технологии входят:

- 1) контейнер объектов (spring);
- 2) взаимодействие с базой данных (hibernate);
- 3) трансляция запросов к базе данных из объектного представления в язык SQL (QueryDSL);
- 4) кеширование экземпляров объектов (ehCache и redis);
- 5) ролевой доступ к методам сервера приложений (spring security);
- 6) набор базовых классов для манипулирования данными из базы данных (JPA);
- 7) набор программных интерфейсов для работы с данными;
- 8) набор программных сервисов, обеспечивающих функционирование прикладных модулей:
 - сервис получения конфигурационных параметров системы;
 - сервис ведения журнала работы системы (на базе технологии Log4j);
 - сервис журнализации действий пользователей;
 - сервис отправки почтовых сообщений;
 - сервис аутентификации пользователей;
 - сервис слежения за сообщениями и эскалации;
- 9) набор утилитных классов.

Подсистема взаимодействия с клиентским приложением является набором сторонних технологий и включает взаимодействие с приложениями Adobe Flash Player (graniteDS) и HTML/JS (spring REST).

Прикладная часть ИАС WellInfo разбита на модули. Условно модули разделяются на прикладные, которые реализуют функциональность, необходимую для работы производственных подразделений филиала, и служебные – для информационного и администраторского обеспечения системы. Вопросы безопасного доступа к данным и функциональным возможностям ИАС WellInfo решаются с помощью следующих механизмов.

1. Аутентификация пользователей – доступ к ИАС WellInfo разрешается только зарегистрированным пользователям, и все операции выполняются только в контексте текущего пользователя.

2. Ролевой доступ – все функции по получению информации из базы данных имеют определенную роль в ИАС WellInfo. При попытке вызвать данную функцию проверяется наличие у пользователя требуемой роли.

3. Для некоторых типов данных (архив НИР, картографические сервисы) ролевой механизм используется для фильтрации данных;

4. Ведение журнала действий пользователя – позволяет проанализировать все действия пользователя в системе.

5. Ведение журнала работы системы – позволяет анализировать и устранять сбои при функционировании программного комплекса.

Функциональные возможности ИАС WellInfo

Как было отмечено ранее, вся функциональность ИАС WellInfo доступна пользователям через модули. Для ограничения доступа к модулям конкретных пользователей применяется ролевой механизм. Использование функциональности модулей происходит посредством рабочего стола программного комплекса, внешний вид которого приведен на рис. 4.



Рис. 3. Вид рабочего стола ИАС WellInfo

В ИАС WellInfo функционируют следующие прикладные модули.

Информационно-поисковая система – обеспечивает доступ к ГГПИ и скан-образам документов, хранящихся в базе данных WellInfo. Выгрузка информации в различные форматы.

Генератор отчетов – формирует отчеты по заданным алгоритмам. Реализует формирование отчетов с заданным пользователем периодом и рассылку сформированных отчетов по электронной почте.

Электронный архив – предоставляет доступ к библиотеке документов, хранящихся в базе данных WellInfo, и возможность и управления ей.

Сопровождение бурения – обеспечивает информационную поддержку процессов сопровождения бурения.

Менеджер выгруженных файлов – реализует асинхронную выгрузку и доступ пользователей к выгруженным из ИАС WellInfo данным.

Картография – отображает картографический материал с широкими функциональными возможностями.

Электронный паспорт скважины – предоставляет пользователям возможность организовать собственную структуру хранения информации.

Ремонты скважин – представление информации о капитальных и текущих ремонтах, проводившихся в скважинах, в различных информационных разрезах.

Графики разработки месторождений – инструмент для высокоуровневого временного планирования развития нефтегазовых активов.

Расчет количества парниковых газов – расчет объема вредных выбросов по базе источников на основе методик и формирование необходимой отчетности.

Шахматка – отображает технологические параметры работы скважины в графическом и табличном видах.

К служебным модулям относятся:

- справочники системы – позволяют управлять нормативно-справочной информацией ИАС WellInfo;

- загрузчики – позволяют загружать данные и скан-образы документов из различных источников в базу данных;

- система контроля качества данных – выполнение различных сценариев по проверке данных и предоставление информации для анализа трендов качества;

- управление – управление аспектами функционирования ИАС WellInfo;

- экспорт мастер – настройка процедур экспорта данных в различные форматы;

- информационное табло – управление процедурами информирования пользователей о загрузке информации в базу данных WellInfo;

- скважины нераспределенного фонда – ввод информации о скважинах, не относящихся к ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Рассмотрим наиболее популярные модули ИАС WellInfo.

Информационно-поисковая система

Основным модулем, который реализует доступ пользователей ИАС WellInfo к геолого-промысловым данным по скважине, является информационно-поисковая система. Данный модуль позволяет:

- просматривать данные по выбранным скважинам в различных видах;
- выгружать данные в форматы xls, dbf, специализированные текстовые форматы;
- просматривать и выгружать скан-образы документов, связанных со скважиной;
- управлять списками скважин, о которых необходимо получить информацию (личные списки скважин).

Модуль «Информационно-поисковая система» построен таким образом, что позволяет относительно просто добавлять и изменять информационные разделы.

В настоящее время пользователям доступно 308 информационных разделов в 33 группах. Кроме того, модуль может отображать информацию по 53 информационным разделам по исследованиям керна.

Картография

Для консолидации накопленных в филиале пространственных данных (о недропользовании, инфраструктуре, топографии, зонах ограничения недропользования и др.) и предоставления специалистам доступа к ним создан модуль «Картография». Данный модуль представляет собой многопользовательскую ГИС-систему с динамическим построением масштабируемых карт, идентификацией пространственных объектов и простыми запросами к базе данных.

В основе картографического модуля ИАС WellInfo лежит семейство продуктов Esri ArcGIS. Картографический модуль предоставляет пользователю доступ к широкому спектру данных с поиском по произвольно заданной территории, позволяет оперативно формировать обширный спектр тематических карт.

Основной функцией модуля «Картография» является мультимасштабное картирование тематических данных с привлечением информации из сторонних источников в единой системе координат. Общий вид интерфейса пользователя Картографического сервиса представлен на рис 5. Пространственные данные имеют разграничения по уровням доступа.

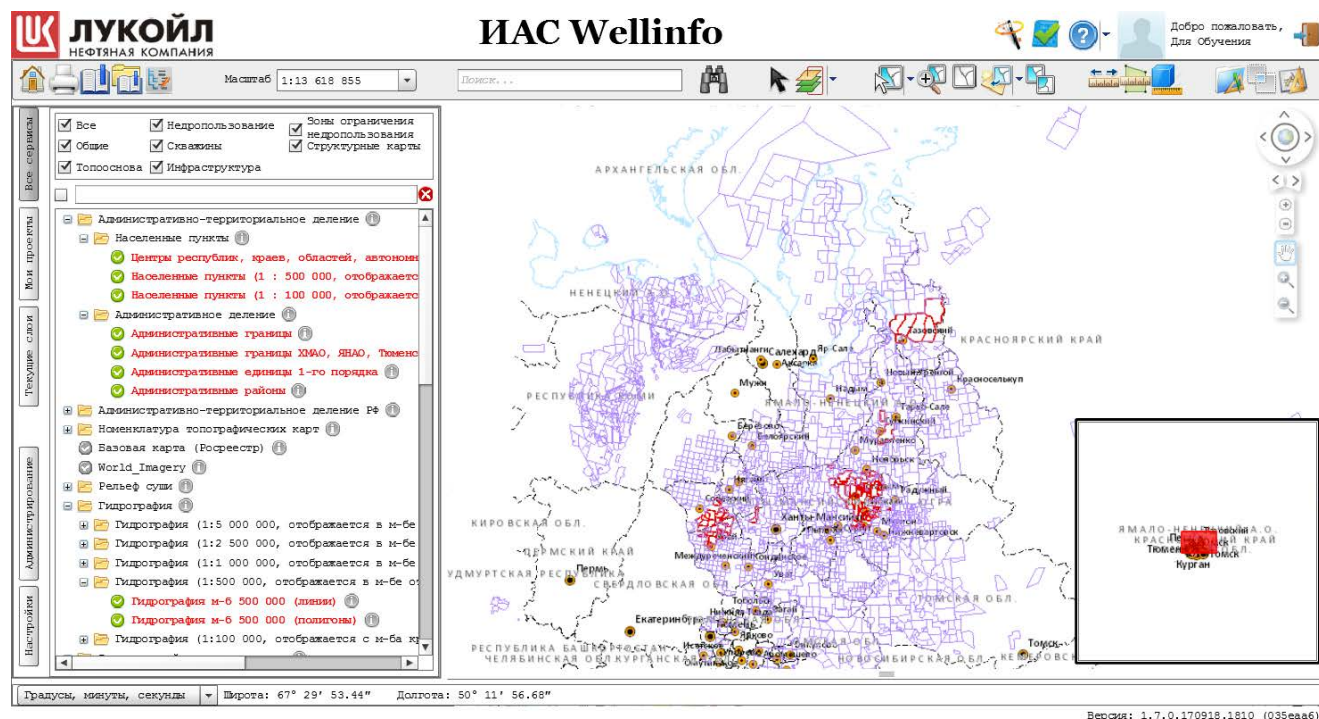


Рис. 4. Интерфейс Картографического модуля ИАС WellInfo

В настоящее время опубликовано 40 картографических сервисов, содержащих 318 пространственных слоев, а также 15 служебных картографических сервисов.

Электронный архив

Модуль «Электронный архив» предназначен для хранения и предоставления электронных документов. К основным функциям данного модуля относятся:

- поиск работы по различным критериям, включая привязку к месторождениям, добывающим предприятиям, площадям и скважинам;

- просмотр регистрационной карточки работы и загруженных к данной работе файлов;
- выгрузка работ в виде файлов на компьютер пользователя;
- управление личными списками документов;
- ввод информации о работах и привязка к геологическим объектам и объектам нефтедобычи;
- загрузка файлов к научно-исследовательским работам;
- ввод контуров изученности, включая изученность сейсмическими работами;
- ввод информации о горных отводах и лицензионных участках.

В настоящее время библиотека НИР, хранящаяся в базе данных WellInfo содержит более 9000 работ, которые активно используются специалистами филиала для ведения текущей договорной деятельности.

Сопровождение бурения

Основная функция модуля «Сопровождение бурения» – информирование сотрудников, вовлеченных в процесс сопровождения бурения, о событиях и поступлении информации о скважинах в бурении. Модуль визуализирует граф событий, который определяет порядок их наступления, время, которое отводится для события, и ответственных за информацию о событии. Осуществляет контроль поступления информации в базу данных с рассылкой уведомлений по электронной почте всем заинтересованным лицам.

В настоящее время участники процесса сопровождения бурения объединены в единое информационное пространство и им доступен следующий функционал:

- отображение данных о скважине, включая графический материал;
- контроль сроков согласования работ в процессе бурения скважины и формирование журнала работ по скважине с оперативным доступом к нему вовлеченных в процесс специалистов;

- рассылка сообщений по электронной почте всем заинтересованным пользователям о событиях, которые происходят в процессе сопровождения бурения скважины;

- формирование необходимой отчетности.

Итоги использования ИАС WellInfo в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть в г. Тюмени

В результате использования ИАС WellInfo в качестве программного комплекса для информационной поддержки производственной деятельности филиала были достигнуты следующие результаты.

- Упрощены и автоматизированы процессы загрузки информации и последующей ее перегрузки в производственные базы данных.
- Повышено качество хранимой информации – хранение информации в одном месте позволяет использовать автоматизированные процедуры ее проверки, проводить сопоставления между различными разделами информации, использовать экспертные оценки.
- Исключена потеря информации вследствие загрузки всей информации из источника, включая отсканированные копии исходных документов.
- Повышена дисциплина получения и обработки информации за счет автоматизированных процедур, отслеживающих нормативы времени.
- Сокращены затраты на загрузку информации в производственные базы данных за счет автоматизации данных процедур.
- Повышена производительность труда специалистов филиала в части подготовки информации для своих работ – специалисты могут самостоятельно получать информацию, не ожидая результата от специализированных подразделений.

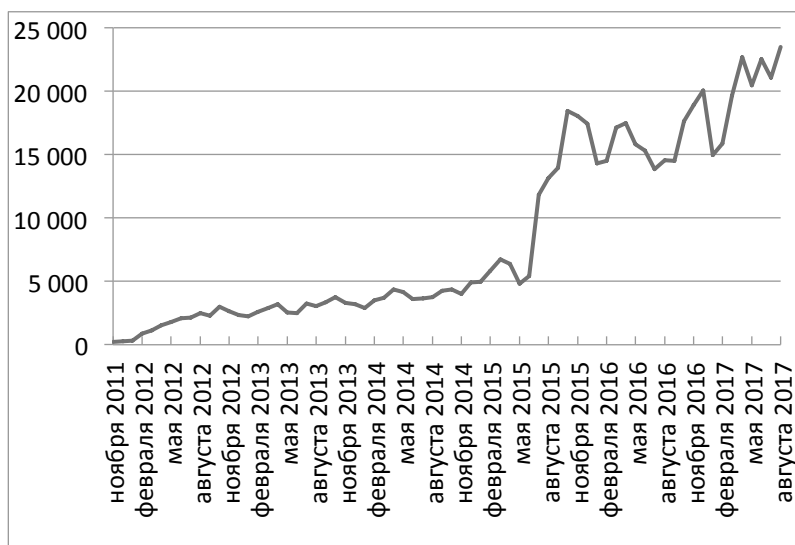


Рис. 5. Статистика не уникальных входов

Статистика числа не уникальных входов при авторизации в программном комплексе ИАС WellInfo ежемесячно, начиная с 2011 г. по текущее время (рис. 6) свидетельствует о

востребованности данной системы для работников

филиала. На программную систему получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2014613358 в Федеральной службе по интеллектуальной собственности. Также получено свидетельство о государственной регистрации базы данных ИАС WellInfo № 2014620542.

Вектор развития

По итогам эксплуатации программного комплекса ИАС WellInfo сформулированы следующие основные направления для следующей версии.

1. Переход к архитектуре микросервисов – позволит динамически управлять производительностью системы, увеличить общее время доступности системы.

2. Переход клиентского приложения на стандарт HTML5/JavaScript – позволит отказаться от использования технологии Adobe Flash.

3. Экспорт функций модуля – переход от модульного принципа построения интерфейса к агрегированию функций модулей в едином рабочем пространстве с возможностью их взаимодействия.

4. Расширение форм представления информации – отображение информации в виде различных графиков и диаграмм, а также представление информации в виде, аналогичном бумажному документу.

5. Разработка новых модулей – наращивание функциональных возможностей в направлении создания аналитических инструментов, различных способов управления информацией, контроля над программной системой.