

Локализация остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки с применением современных цифровых технологий и методик с элементами искусственного интеллекта

Ю.И. Резванов¹
Д.Д. Асфандияров¹
Ф.С. Салимов²
С.В. Афанасьев³

¹ПАО «Татнефть»
²ООО «АЛЬМА Сервисез Компани»
³ООО «Геоинформационные технологии и системы»

Адрес для связи: RezvanovYI@tatneft.tatar,
AsfandiyarovDD@tatneft.tatar,
fsalimov@almaservices.ru, asv@gintel.ru

Ключевые слова: искусственный интеллект, структурно-минералогическая модель, углубленная интерпретация, геологическая модель, геолого-технические мероприятия

Послойная и зональная неоднородность эксплуатационных объектов терригенного девона осложнена техногенными изменениями продуктивных толщ, обусловленных продолжительной историей разработки. Дальнейшее использование систем воздействия на запасы углеводородов, показавших высокую рентабельность на начальных стадиях разработки, малоэффективно на поздних стадиях эксплуатации. Текущее состояние разрабатываемых залежей объектов указывает на необходимость создания новых подходов в нефтедобыче, основой которым служит уточнение геологической модели с использованием достижений современной науки.

Целью данной работы является совершенствование методики выявления послойной неоднородности отложений терригенного девона с использованием современных технологий интерпретации данных геофизического материала на основе уточнения петрофизических свойств вмещающих пород и определения объемных, флюидальных характеристик для подсчета запасов и построения карт рассредоточения остаточных запасов нефти для снижения геологических рисков при планировании геолого-технических мероприятий.

Решение такой задачи основывается на углубленной интерпретации данных геофизического материала с использованием системы обобщенных петрофизических зависимостей, описывающих структурно-минералогическую модель скелета породы и флюидальную модель порового пространства по технологии ESKS

Localization of residual oil reserves at late stages of development using modern digital technologies and techniques with elements of artificial intelligence

Yu.I. Rezvanov¹
D.D. Asfandiyarov¹
F.S. Salimov²
S.V. Afanasiev³

¹Tatneft
²ALMA Services Company
³GIFTS

E-mail: RezvanovYI@tatneft.tatar,
AsfandiyarovDD@tatneft.tatar,
fsalimov@almaservices.ru, asv@gintel.ru

Keywords: artificial intelligence, structural and mineralogical model, in-depth interpretation, geological model, geological and technical measures

The layered and zonal heterogeneity of the production facilities of the Devonian terrigenous zone is complicated by technogenic changes in the productive strata caused by a long history of development. Further use of systems for influencing hydrocarbon reserves, which have shown high profitability at the initial stages of development, is ineffective at the later stages of operation. The current state of the developed deposits of the objects indicates the need to create new approaches to oil production, the basis of which is the refinement of the geological model using the achievements of modern science.

The purpose of this work is to improve the methodology for identifying the layered heterogeneity of Devonian terrigenous deposits using modern technologies for interpreting geophysical data based on the refinement of the petrophysical properties of the host rocks and determining the volumetric, fluid characteristics for calculating reserves and constructing maps of the dispersion of residual oil reserves to reduce geological risks when planning geological and technical activities.

The solution to this problem is based on an in-depth interpretation of geophysical data using a system of generalized petrophysical dependencies describing the structural and mineralogical model of the rock skeleton and the fluid model of the pore space using ESKS TABS technology and Gintel software. The results of comparing the in-depth interpretation with core study data showed that the values of porosity, the content of sand, silt and clay fractions, the

ТАВС используя ПО «Gintel». Результаты сравнения углубленной интерпретации с данными по исследованиям керна показали, что величины пористости, содержания песчаной, алевритовой и глинистой фракций, доли связанной воды и абсолютной проницаемости согласуются между собой и отражают фактическое структурно-минералогическое строение пород в разрезе, а также изменение фильтрационных и емкостных свойств пород. На сегодняшний день для определения флюидального насыщения горных пород используется ряд прогнозных моделей, которые не учитывают неоднородность пласта. В данной работе для расчета величины потенциального прогнозного коэффициента нефтенасыщенности применен искусственный интеллект (многослойный перцептрон), анализирующий выборку данных углубленной интерпретации. После расчета куб нефтенасыщенности был импортирован в геологическую модель и выполнен контроль его качества.

По результатам проведенной комплексной интерпретации геофизического материала и литолого-фациального геологического моделирования построена гидродинамическая модель и сформирована программа геолого-технических мероприятий по методике ООО «АЛЬМА Сервисес Компани».

proportion of bound water and absolute permeability are consistent with each other and reflect the actual structural and mineralogical structure of rocks in the section, as well as changes in the filtration and capacity properties of rocks. Today, a number of predictive models are used to determine the fluid saturation of rocks that do not take into account the heterogeneity of the formation. In this paper, artificial intelligence (multilayer perceptron) is used to calculate the value of the potential predictive oil saturation coefficient, analyzing a sample of in-depth interpretation data. After the calculation, the oil saturation cube was imported into the geological model and its quality control was performed.

Based on the results of the comprehensive interpretation of geophysical material and lithofacies geological modeling, a hydrodynamic model was constructed and a program of geological and technical measures was formed using the methodology of ALMA Services Company LLC.

Введение

На сегодняшний день большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, выработка остаточных запасов нефти на данном этапе требует особого методического подхода к детализации геологического строения объектов для создания более эффективной системы воздействия на запасы.

В начальной стадии разработки месторождения схема деления эксплуатационного объекта на площади и блоки, а также осреднение параметров коллектора в пределах одного пласта, удовлетворяла требованиям проектирования и реализации применяемой системы разработки. Однако дальнейшее их использование в процессе внедрения мероприятий по регулированию и интенсификации разработки не позволило выработать запасы нефти в полной мере, они оказались рассредоточенными по разрезу и по площади. Нефтеизвлечение оказалось ниже, чем прогнозировалось.

Основной причиной такой ситуации является несоответствие традиционно применяемых технологий при проектировании разработки реальным условиям эксплуатации объекта на поздней стадии, поэтому возникла необходимость в детализации геологического разреза, уточнении классификации коллекторов и дифференцированном подходе при выделении эксплуатационных объектов и подсчете

остаточных запасов нефти. От точности оценок и знания характера распределения остаточных запасов в значительной степени зависит стратегия извлечения запасов и эффективность капитальных вложений для доработки месторождений на поздней стадии.

Целью данной работы является совершенствование методики исследования особенностей геологического строения горизонта с использованием современных технологий интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и новых подходов к методике оценки фильтрационно-емкостных параметров пласта-коллектора для подсчета запасов и локализации остаточных запасов нефти для снижения геологических рисков при разработке месторождений и планировании ГТМ. Решение такой задачи основывается на технологии автоматизированной интерпретации данных ГИС (ТАВС) с применением ПО «Gintel» и использовании искусственного интеллекта - нейросетевого моделирования.

Данная технология направлена на локализацию и вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов за счет:

- углубленной интерпретации данных ГИС, определения петрофизических свойств пород и фактической насыщенности;
- литолого-фациального, геологического моделирования с использованием элементов искусственного интеллекта и нейронных сетей;
- эффективного планирования ГТМ, в том числе оптимизации процессов бурения [1].

Обоснование петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС

В практике обоснования петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС применяются два подхода:

- стохастическое моделирование;
- теоретико-экспериментальное моделирование.

При стохастическом моделировании сопоставляются значения для набора конкретных реализаций свойств породы. Такие сопоставления отражают только тенденции изменения величин сопоставляемых параметров, но не раскрывают физическую сущность петрофизических закономерностей.

При теоретико-экспериментальном моделировании, который использован в данной работе при обосновании системы петрофизических моделей, на каждом отдельном образце керна из коллекции образцов, характеризующих разные соотношения изучаемых свойств породы, устанавливаются и изучаются закономерности изменения свойств пород как функции изменения прочих параметров, например, зависимость УЭС как функции изменения минерализации насыщающей воды, водонасыщенности, температуры, давления и прочих характеристик. Выявленные закономерности описываются с использованием законов физики, физической химии, гидродинамики, термодинамики.

Такой подход позволяет:

- разработать петрофизическую модель, достоверно описывающую каждый образец породы с его конкретными свойствами;
- рассчитать для такого образца относительное расхождение между измеренным на керне и рассчитанным значениями изучаемого свойства.

Расширенный объем геологической информации, получаемый при детальной интерпретации данных ГИС, позволяет обосновать более достоверную технологию геологического моделирования, обеспечивающую восстановление фактической геологической неоднородности пород, вмещающих залежи нефти и газа. Рассматриваемая технология интерпретации основывается на теории, что терригенная порода обладает набором обобщенных петрофизических закономерностей. Обобщенные петрофизические закономерности можно исследовать и установить на их основе:

- обобщенные петрофизические модели, которые описывают свойства пород как функции определяющих параметров с использованием законов физики, физической химии, гидродинамики;
- индивидуальные стохастические связи, устанавливающие тенденции взаимосвязи изучаемых параметров для конкретных геологических объектов.

При обосновании системы петрофизических моделей учитывается структурно-минералогическое строение терригенной породы (рис. 1), как совокупность песчаной, глинистой, мелко и крупно-алевритовых фракций.



Рис. 1. Схема трехкомпонентной песчано-алеврито-глинистой породы и флюидальной модели порового пространства

Определение структурно-минералогической модели по данным ГИС основано на разном вкладе отдельных фракций в интегральные физические свойства породы, определяемые по данным ГИС.

Методика углубленной интерпретации данных ГИС

Обработка данных ГИС по скважине выполняется в два этапа (рис. 2). На первом этапе рассчитываются кривые с шагом квантования 0.2 м:

- кривые геологических свойств породы – структурно-минералогическая модель породы;
- кривые флюидального насыщения – флюидальная модель породы;
- кривые абсолютной и фазовой проницаемости.

Формируются индексы литологии, коллекторов и флюидального насыщения. На втором этапе на основе определенных свойств породы производится выделение в разрезе квазиоднородных по геологическим свойствам и флюидальному насыщению прослоев пород, в том числе, прослоев коллекторов.

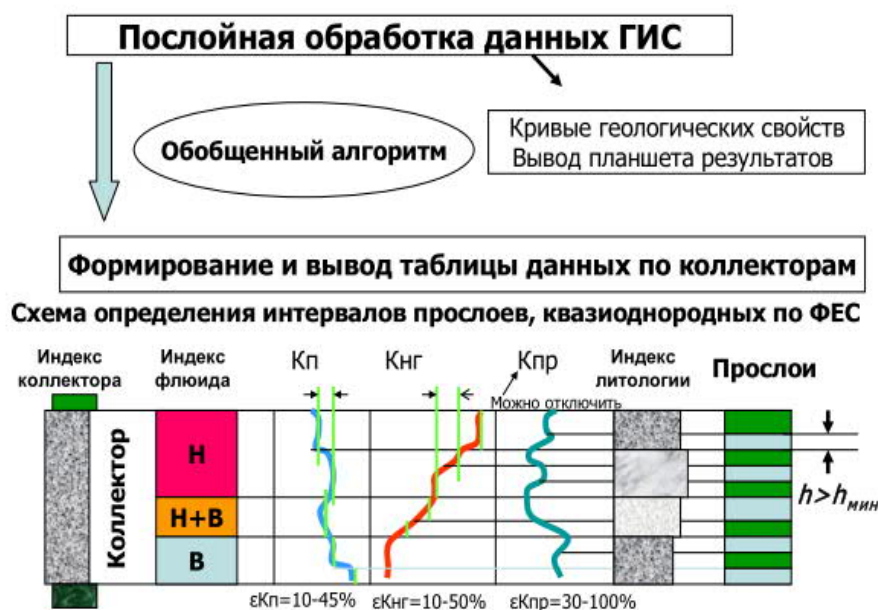


Рис. 2. Технология интерпретации данных ГИС «ТАВС»

При расчете структурно-минералогического строения пород в разрезе используются полученные при интерпретации комплекса кривых ГИС пористость, емкость катионного обмена, карбонатность пород, а также показания кривой естественной радиоактивности пород ГК.

Для каждого кванта глубины вдоль ствола скважины решается система уравнений, описывающих емкость катионного обмена породы и показания ГК для трехкомпонентной песчано-алеврито-глинистой породы.

В результате определяются составляющие структурно-минералогической модели породы: содержание песчаной, алевритовой и глинистой фракций, дополняющих значения пористости и карбонатности.

Оценка достоверности интерпретации данных ГИС является важным этапом выполненных работ. На рис. 3. представлен результат интерпретации данных ГИС по скважине с представительным выносом керна. На планшет нанесены данные по керну,

которые совмещены с соответствующими кривыми, определенными по технологии углубленной интерпретации:

- коэффициент пористости;
- коэффициент остаточной водонасыщенности;
- коэффициент проницаемости;
- содержание фракции песчаника, алевролита, глины, определенной по данным гранулометрии.

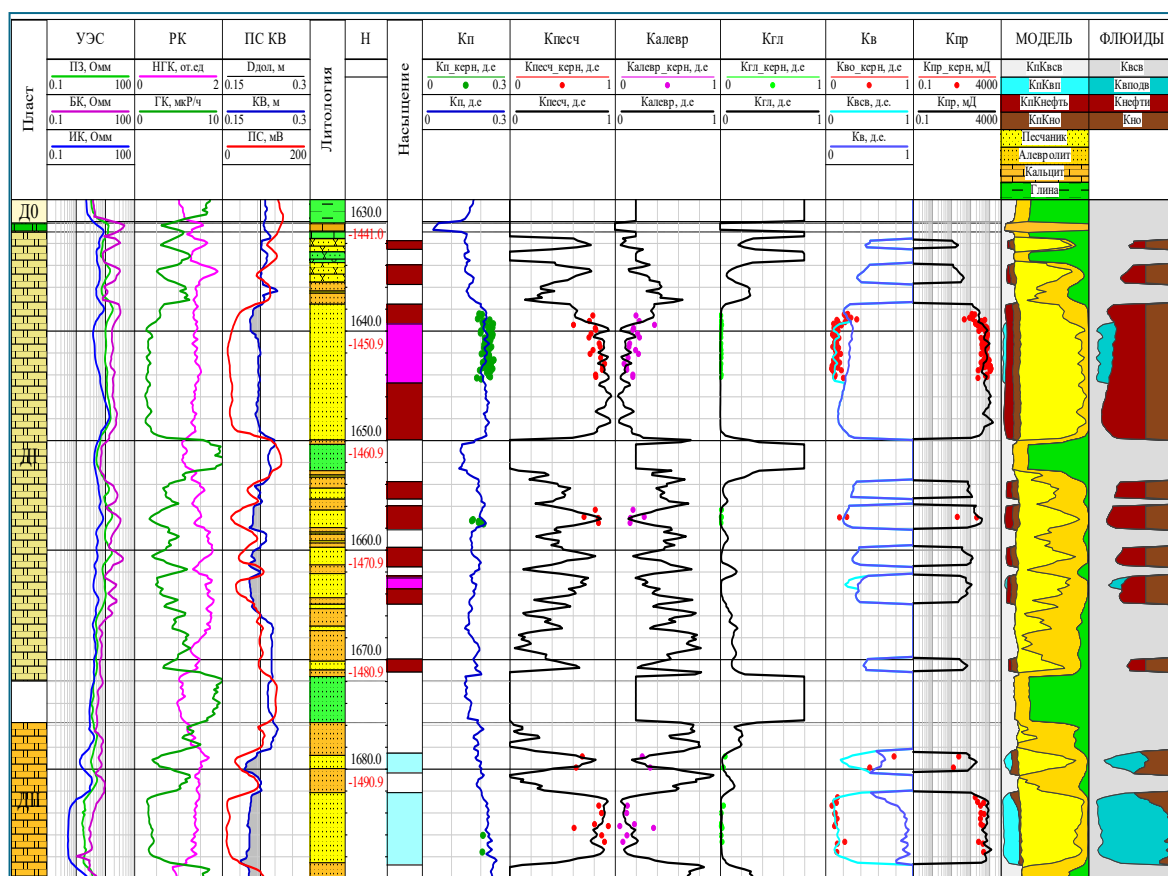


Рис. 3. Результат интерпретации данных ГИС по скважине с представительным выносом керна

Анализ данных на планшете показывает, что определенные по данным ГИС и керна величины пористости, содержания песчаной, алевроитовой и глинистой фракций, доли связанной воды и абсолютной проницаемости в целом согласуются между собой и отражают фактическое структурно-минералогическое строение пород в разрезе, а также изменение фильтрационных и емкостных свойств пород [2-4].

Литолого-фациальное, геологическое моделирование с использованием элементов искусственного интеллекта

Для литолого-фациального моделирования разработаны различные критерии классификации пород и рассчитаны индексные кубы литологии. При расчете индекса литологии применен алгоритм выделения литотипов «по преобладающей фракции»: в укрупненной классификации принимается, что песчаник соответствует породе с преобладанием псаммитовой фракции (>0.1 мм), алевролит соответствует породе с преобладанием алевроитовой фракции ($0.1-0.01$ мм), глина соответствует породе с преобладанием пелитовой фракции (<0.01 мм).

При изучении пропорций песчаника и алевролита в распределении литологии коллектора стало очевидно, что литотип песчаник необходимо разделить на две составляющие: крупнозернистый песчаник и мелкозернистый песчаник. Дополнительным обоснованием такого разделения является значительное изменение проницаемости для крупнозернистого и мелкозернистого песчаника.

Для локализации тел с различными ФЕС и структурными характеристиками разработаны варианты классификации тел и критерии их выделения.

В результате углубленной интерпретации данных ГИС на основе объемной структурно-минералогической и флюидаальной моделей появилась возможность дифференцировать песчано-алевролитовые породы по коэффициенту проницаемости как интегральному параметру, отражающему продуктивность, и содержанию в коллекторе пелитово-алевроитовой фракции.

Конкретная реализация такой дифференциации определена в фиксированной системе критериев. Набор таких систем можно условно разделить на три группы (или классификации):

1) «По проницаемости». Основным критерием объединения прослоев коллекторов в классы является их продуктивность. Условия классификации по продуктивности будут следующие (рис. 4.):

- класс коллектора I: > 300 мД и $\leq 0,2$ д.е.;
- класс коллектора II: > 300 мД и $> 0,2$ д.е.;

- класс коллектора III: ≤ 300 мД и > 50 Д и $> 0,2$ д.е.;
- класс коллектора IV: ≤ 300 мД и > 50 мД и > 0.2 д.е.;
- класс коллектора V: ≤ 50 мД.

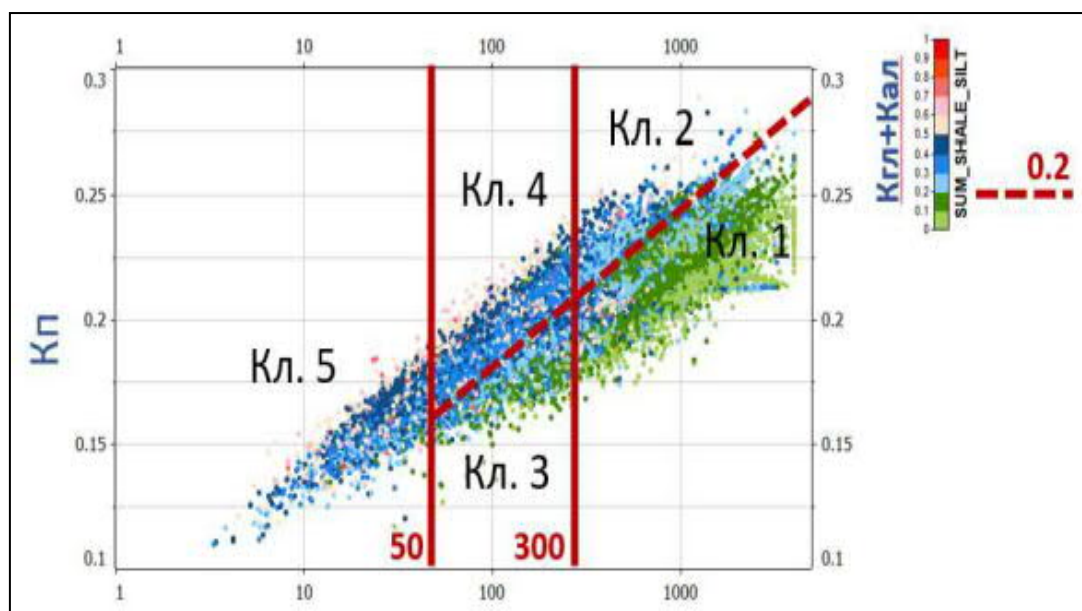


Рис. 4. Система критериев по проницаемости

2) «По видам неоднородности». Основным критерием объединения прослоев коллекторов в классы является их неоднородность.

3) По «типу коллектора». Основным критерием объединения прослоев коллекторов в классы является наличие эффекта опережающего обводнения пласта.

Для создания трехмерного распределения водонасыщенности в межскважинном пространстве в нефтегазопромысловой геологии применяется целый ряд прогнозных моделей:

1. на основе корреляции с пористостью, предельного насыщения;
2. переходной зоны;
3. стохастические прогнозные модели.

На практике широко применяется прогнозная модель переходной зоны, в которой для заполнения интервалов коллекторов газом или нефтью используется зависимость нефтегазонасыщения от высоты над зеркалом чистой воды с учетом установленных по данным исследования кернов закономерностей изменения фазовых проницаемостей и

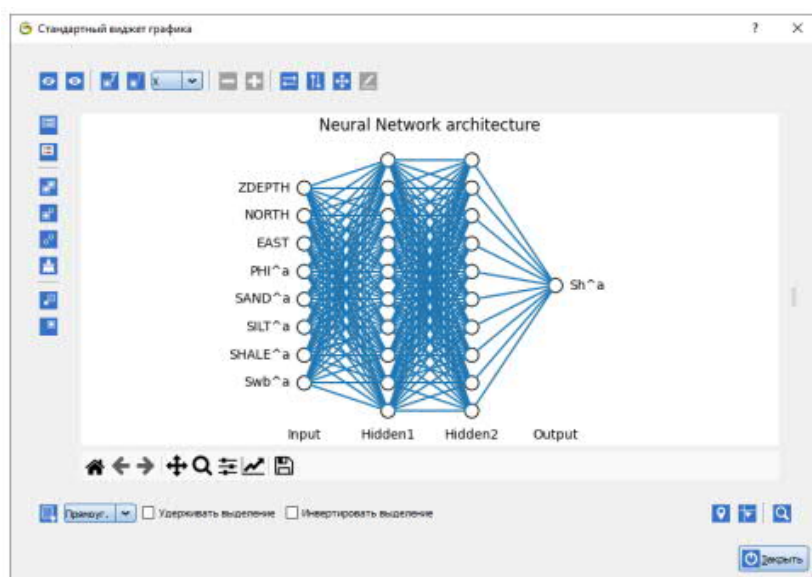
кривых капиллярного давления. Традиционно такие зависимости задаются функциями Леверетта (Leverett), Брукса-Кори (Brooks-Korey), Джонсона (Johnson) и т.д. При этом особенности изменения петрофизических свойств пород учитываются лишь в части изменения величины порового пространства и не учитывают неоднородность пласта по структурно-минералогическому признаку, что приводит к низкому коэффициенту корреляции аппроксимации керновых материалов выбранной J-функцией на месторождениях с неоднородным типом коллектора.

В настоящее время в практику изучения различных свойств, определяющих геологическое строение и флюидальное насыщение горных пород, внедряются технологии, базирующиеся на принципах искусственного интеллекта, основанные на анализе больших выборок данных. В данной работе для расчета величины потенциального прогнозного коэффициента нефтенасыщенности пластов-коллекторов в межскважинном пространстве обосновано применение математической модели многослойного персептрона.

Решение задачи расчета прогнозного параметра по нейронной сети является итеративным и состоит из трех этапов:

1. выбор топологии персептрона (рис. 5, а);
2. обучение персептрона (рис. 5, б);
3. расчет прогнозного параметра (по скважинам или 3D кубу).

а



б

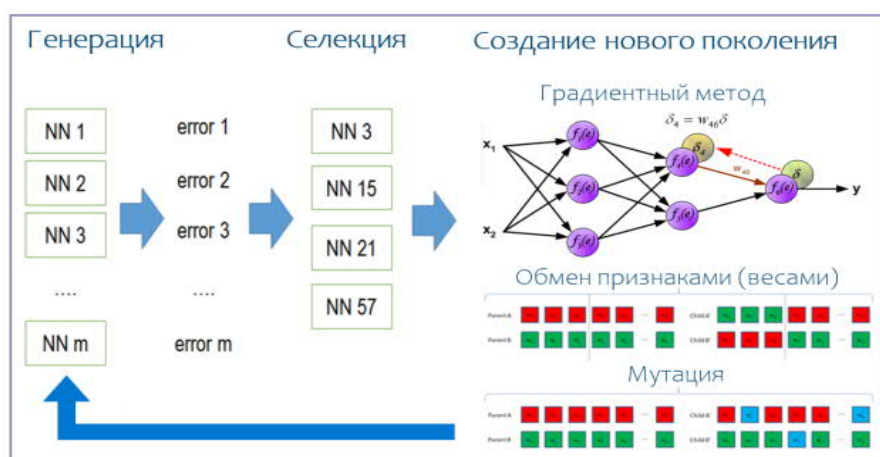


Рис. 5. Расчет прогнозного параметра по нейронной сети:

а – выбор топологии персептрона

б – обучение персептрона

В основе этой модели лежит установленная в процессе комплексного анализа данных четкая взаимосвязь в залежах между коэффициентом нефтенасыщенности коллекторов, структурно-минералогическим строением пород, определяющим строение и размеры порового пространства и абсолютными отметками залегания продуктивных пластов. Наборы этих данных, полученных в результате интерпретации, являются репрезентативными, то есть отвечают требованиям полной представительности исходной информации об изучаемом объекте и могут использоваться в технологиях искусственного интеллекта.

Расчет куба нефтенасыщенности выполняется в программном обеспечении Gintel (рис. 6.). На вход плагину подаются экспортированные из геологической модели кубы пространственного положения прослая коллектора и компоненты структурно-минералогической и флюидальной модели. Данные кубы соответствуют входному слою обученной нейронной сети. После расчета куб нефтенасыщенности импортируется в геологическую модель, после чего выполняется контроль его качества [5].

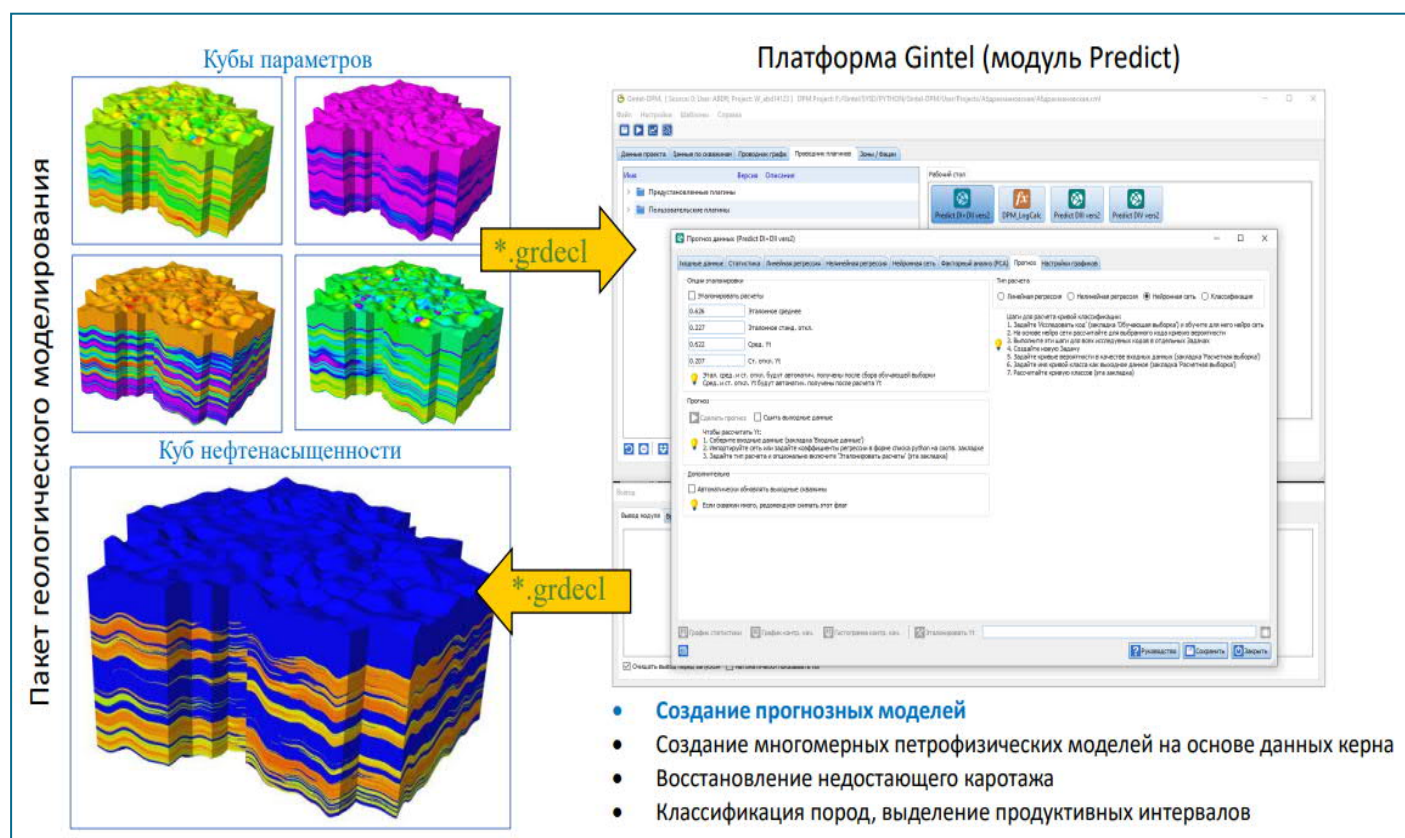


Рис. 6. Расчет куба нефтенасыщенности в ПО «Gintel»

Построение и адаптация секторной геолого-гидродинамической модели с применением результатов геологического моделирования

Подготовка исходных данных и оценка выработки запасов нефти являются ключевыми этапами в создании качественной гидродинамической модели. В рамках данных этапов проведена оценка распределения нефтенасыщенных толщин с учетом обновленной геологической концепции (выделение 5 классов коллекторов). На коллекторы первого, второго и четвертого классов приходится основной объем запасов нефти (89%), на коллекторы третьего и пятого классов приходится 11 % начальных запасов нефти. Толщины первого класса преимущественно представлены в западной части участка, толщины второго класса коллекторов имеют распространение с юго-запада на северо-восток. Третий, четвертый и пятый классы коллекторов имеют условно-равномерное распространение по площади с учетом суммарной мощности коллекторов.

После разделения коллекторов на классы по распределению ФЕС, вероятно, опережающими темпами отбора запасов нефти будут характеризоваться скважины, в разрезе которых имеются коллекторы с благоприятными ФЕС, а невысокие темпы

выработки запасов нефти будут у скважин, у которых в разрезе преобладают коллекторы с ухудшенными ФЕС.

Для оценки выработки запасов нефти по телам и по запасам на площади участка была построена геолого-гидродинамическая модель, произведена адаптация скважин на историю разработки участка. Расчет гидродинамической модели осуществлялся с контролем по жидкости и временным шагом один месяц для всех добывающих скважин, по нагнетательным - контроль по закачке воды и ограничению максимального забойного давления в течение всего исторического периода. На начальном этапе адаптация выполнена в целом по сектору в границах геологической модели. На полномасштабной модели выполнена интегральная адаптация на фактические показатели разработки. На втором этапе общая модель была разделена на 3 сектора, выполнена детальная настройка на исторические параметры работы скважин. На основе расчетов построены карты текущей плотности подвижных запасов нефти, которые использованы для анализа перспективных районов для заложения проектного бурения и подбора ГТМ [6-7].

Выводы

1. При выполнении работы был проведен комплексный анализ и обобщение всей имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации по объектам моделирования: результаты бурения скважин, описание и лабораторные анализы керна, пластовых флюидов, результаты данных испытаний пластов, данных ГИС, ГДИС, работы скважин, проведенных ГТМ.

2. В рамках этапа работ по гидродинамическому моделированию на основе проведенного анализа неопределенностей были созданы цифровые 3D фильтрационные модели объекта разработки.

3. Произведена оценка энергетического состояния. Произведена оценка технологической эффективности ввода новых скважин в разработку, обозначены факторы, влияющие на технологические параметры скважин.

4. Выделены зоны перспективного бурения и ГТМ, рассчитаны проектные показатели разработки на прогнозный период.

Список литературы

1. Хусаинов В. М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва, 2011 г. 324 с.
2. Афанасьев В.С., Афанасьев А.В., Афанасьев С.В. Адсорбционная активность пористого пространства терригенной горной породы, - НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2013. № 11 (233)., с. 57-96.
3. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. Развитие технологии автоматизированной интерпретации данных ГИС – основа создания достоверной постоянно действующей геолого-технологической модели залежи углеводородов. В сб. "Инновационные технологии в области поисков, разведки и детального изучения месторождений нефти и газа", Материалы научно-практической конференции, г. Москва, 2002, с. 103-107.
4. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Афанасьев А.В. Способ определения геологических свойств терригенной породы в околоскважинном пространстве по данным геофизических исследований разрезов скважин, - Патент РФ № 2219337, 2003.
5. Гафаров Ф.М. , Галиямов А.Ф. Искусственные нейронные сети и их приложения. Казань: Издательство Казанского университета, 2008 г.
6. Информационный отчет «Локализация остаточных запасов нефти на основе технологии автоматизированного восстановления свойств пород (ТАВС) с применением современных цифровых технологий и методик с элементами искусственного интеллекта» по договору № 0009/2022/7363 от 29.12.2022 г. ООО «АЛЬМА Сервисез Компани», 2024 г.
7. В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев, С.А. Варягов, А.В. Красовский, С.Н. Меньшиков. Литолого-фациальное геологическое моделирование на примере Медвежьего газоконденсатного месторождения. Новосибирск, 2011г. 146 с.