

© Т.В.Хисметов, Г.Г.Яценко, А.Ф.Боярчук, А.Н.Бабушкина, 2014

ГЕОМОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С УЧЕТОМ ДАННЫХ ЯФМ ГИС ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ОПЕРАТИВНОГО ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРОПРИЯТИЯМ

Т.В.Хисметов¹, Г.Г.Яценко², А.Ф.Боярчук², А.Н.Бабушкина²

1 – ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»

127422, РФ, г.Москва, Дмитровский проезд, д.10, корп.3, офис28

2 – ОАО НПП «Тверьгеофизика»

170034, РФ, г.Тверь, просп.Чайковского, д. 28/2, офис 202

В статье рассмотрена методика интегрированного анализа результатов ядерно-физических методов исследований обсаженных скважин (С/О, ИНГКС, СГК) и ГИС открытого ствола с целью геомоделирования разрабатываемых залежей нефти и газа. Площадной и 3d анализ результатов скважинных исследований с учетом данных ЯФМ позволяет изучить динамику изменения во времени и в пространстве нефтегазонасыщенности продуктивных отложений и степени выработанности запасов углеводородов. На примере одного из объектов Самотлорского месторождения показана возможность эффективного использования указанной методики для целей оперативного управления процессом разработки месторождения и принятия решений по проведению различных геолого-технологических мероприятий.

Комплексный анализ данных ядерно-физических методов (С/О, ИНГКС, СГК) в сопоставлении с результатами геофизических исследований (ГИС) открытого ствола позволяет решать многие задачи мониторинга и оптимизации процесса разработки нефтегазовых месторождений, к числу которых относятся:

- определение текущей нефтегазонасыщенности продуктивных объектов;
- оценка текущего положения межфлюидальных контактов и переходных зон;
- оценка степени и характера заводнения пластов и выявление невыработанных интервалов;
- площадной и 3d анализ результатов скважинных исследований с учетом данных ядерно-физических методов (ЯФМ) и дифференциация участков залежи по степени выработанности запасов;
- уточнение постоянно-действующей геолого-технологической модели месторождения.

На начальной стадии результаты проводимых на площади ЯФМ исследований обычно реализуются в рамках отдельных скважин при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР), уточнении объектов эксплуатации и выбора интервалов перфорации. По мере накопления на разрабатываемом месторождении информации по ЯФМ ГИС представляется актуальным их интегрированный анализ с построе-

нием пространственной картины текущей нефтенасыщенности продуктивных отложений и степени выработанности запасов углеводородов (УВ). В качестве инструментария для этой цели могут быть использованы имеющиеся программные комплексы по 2d и 3d геомоделированию и подсчету запасов залежей УВ.

Цель и задачи геомоделирования разрабатываемых залежей с учетом данных ЯФМ ГИС

Методика геомоделирования разрабатываемых залежей УВ заключается в последовательном (поэтапном) анализе результатов ЯФМ исследований в сопоставлении с данными ГИС открытого ствола и построении различных по масштабу и детальности геологических моделей (начиная от общего анализа по рассматриваемому месторождению или блоку и заканчивая детальным анализом в пределах отдельных элементов залежи).

Применение рассматриваемой методики интегрированного анализа результатов ЯФМ исследований обсаженных скважин и ГИС открытого ствола позволяет изучить динамику изменения во времени и пространстве нефтегазонасыщенности разрабатываемых залежей, что важно для более эффективного управления процессом разработки месторождения в целом и оперативного принятия ре-

шений по проведению различных геолого-технологических мероприятий.

Эффективность указанной методики комплексного анализа результатов ядерно-физических методов исследования скважин с построением геологических моделей залежей УВ на базе С/О каротажа и оценки текущей выработанности запасов подтверждена на ряде объектов Самотлорского месторождения Западной Сибири и Самодуровского месторождения Оренбургской области.

Ниже в качестве примера приводятся некоторые результаты реализации указанной методики интегрированного анализа данных ЯФМ и геомоделирования разрабатываемых залежей по одному из блоков (секторов) пласта АВ1(1-2) Черногорского лицензионного участка Самотлорского месторождения (рис.1).

Геомоделирование и анализ геолого-геофизической информации проводился по блоку S42, по которому проведено наибольшее количество ЯФМ исследований.

Площадь сектора – 29,3 кв.км. Площадь, охваченная ЯФМ исследований (при радиусе дренирования 300 м) – 7,91 кв.км (27%). Область построения геологической модели иллюстрируется структурной картой по пласту АВ1(1-2) – рис. 2.

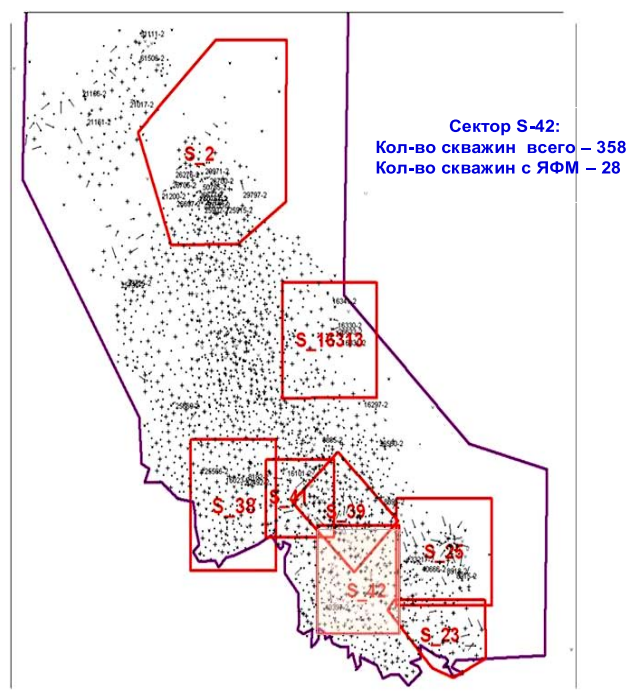


Рис. 1. Модели 2010-2011 гг. Пласт АВ1 (1-2) Черногорского ЛУ Самотлорского месторождения

Информационной основой выполняемого анализа и геомоделирования разрабатываемых залежей являются результаты определения текущего нефтегазонасыщения коллекторов по данным ЯФМ исследований, согласованные по каждой скважине с данными ГИС открытого ствола. Пример оценки начальной и текущей нефтенасыщенности коллекторов приведен на рис.3.

С целью объемной дифференциации рассматриваемого блока залежи по степени выработанности запасов нефти выполнен площадной и 3d анализ имеющейся геолого-геофизической информации.

Изменение во времени нефтегазонасыщенности продуктивных пластов изучалось путем построения и сопоставления 2d и 3d моделей на основе базовых скважин, охваченных ядерно-физическими методами исследований (по данным ГИС открытого ствола и с учетом данных ядерно-физических методов).

В качестве иллюстрирующих примеров приведено попарное сопоставление 2d карт и кубов нефтенасыщенности изучаемых коллекторов по данным ГИС открытого ствола и с учетом данных ЯФМ, а также сравнение условно начальных и текущих коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов по разрезу залежи (рис.4-6).

(На представляемых далее рисунках переход от желто-оранжевых к зеленоватым тонам указывает на уменьшение значений анализируемых параметров).

Как видно, в целом наблюдается значительное снижение коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов пласта АВ1(1-2) по сравнению с данными ГИС открытого ствола, что указывает на высокую степень выработанности залежи.

В среднем по объему залежи уменьшение коэффициента нефтегазонасыщенности по данным ЯФМ составило 23% абс., а текущий коэффициент вытеснения нефти Квыт колеблется в пределах 0,22-0,64 д.ед.

$$\text{Квыт} = (\text{Кннач} - \text{Кнтект}) / \text{Кннач}$$

Наблюдается достаточно неравномерная выработка залежи и вытеснение нефти из продуктивных пластов в пределах рассматриваемого блока. Максимальные значения Квыт характерны для юго-западного участка блока и минимальные – для его северо-восточной части.

Область построения геологической модели

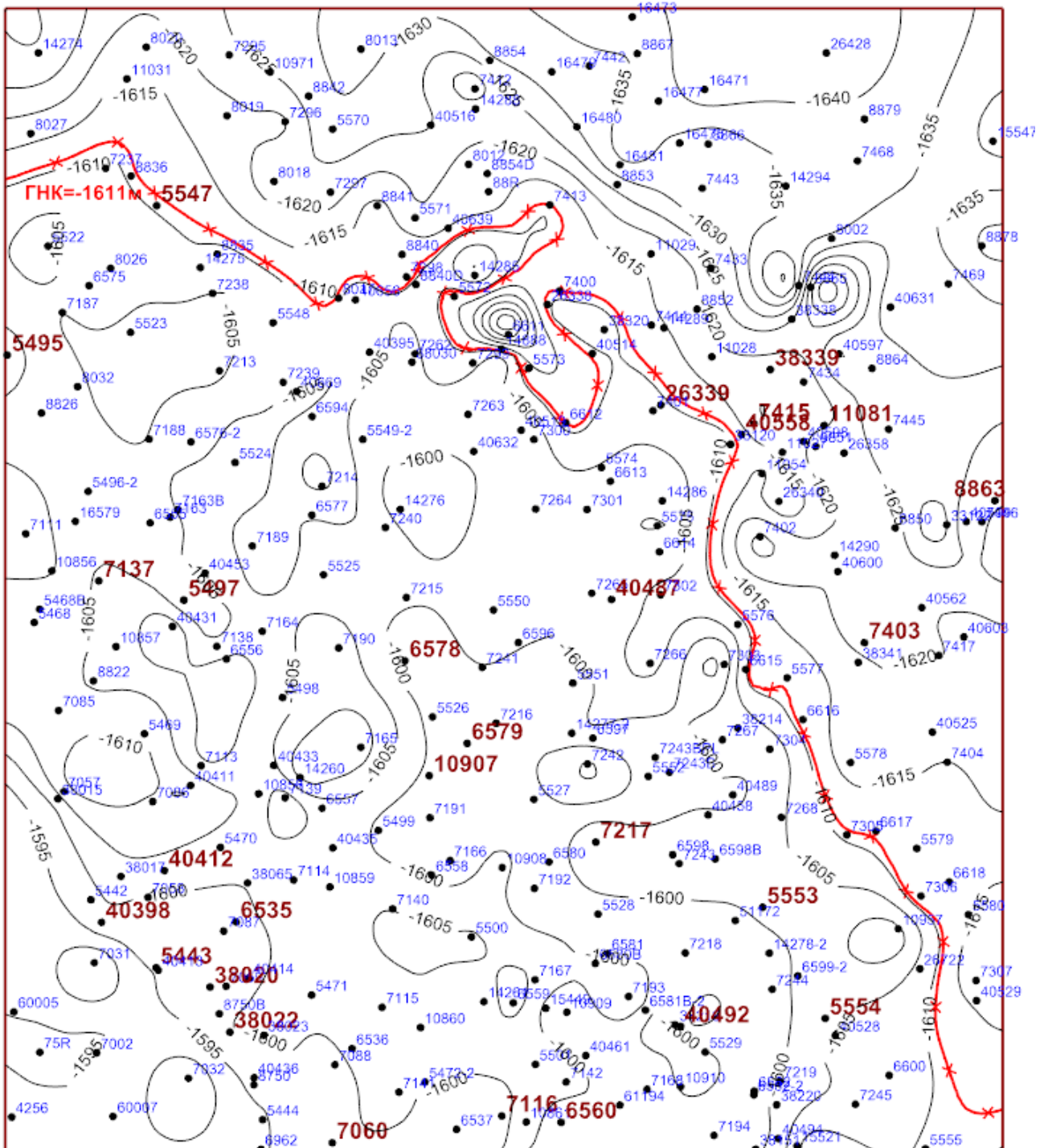


Рис. 2. Структурная карта по пласту AB1 (1-2), блок S42 Черногорского ЛУ Самотлорского месторождения

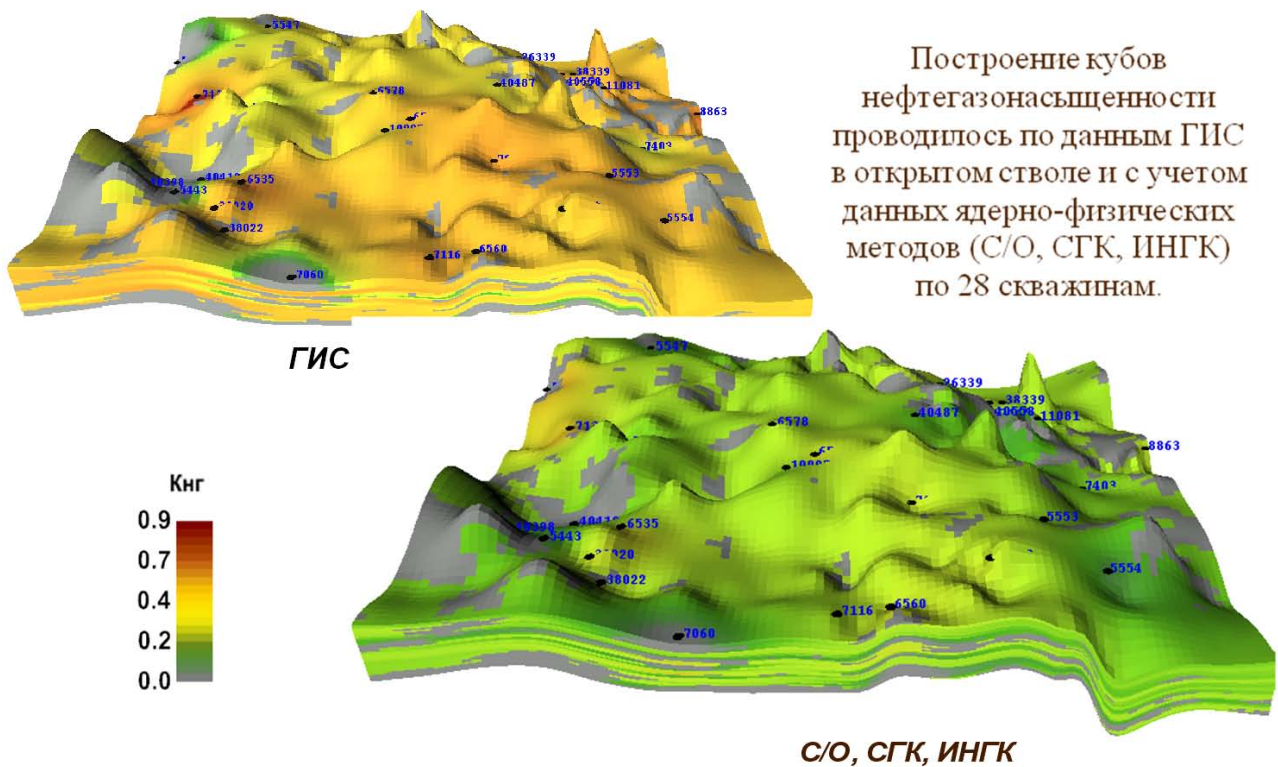
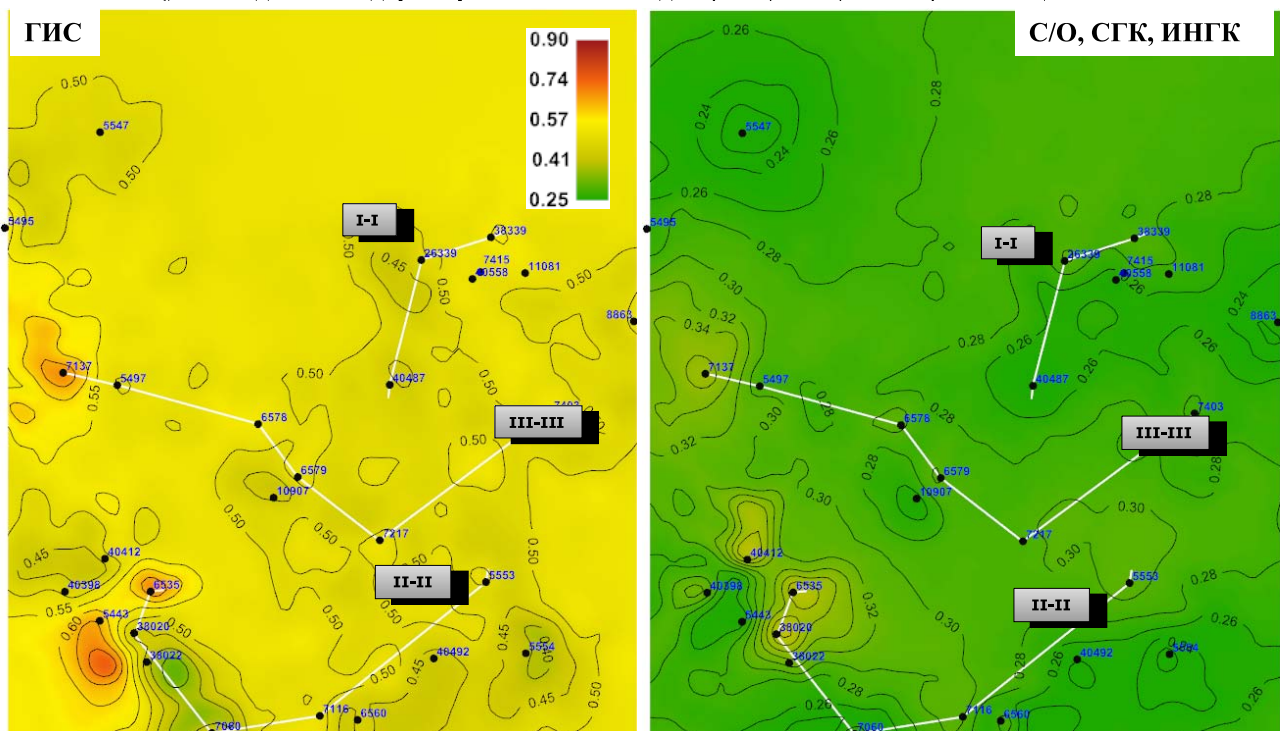


Рис. 4. Результат построения 3d моделей параметра нефтегазонасыщенности

Построение карт нефтенасыщенности проводилось по данным ГИС в открытом стволе и с учетом данных ядерно-физических методов (С/О, СГК, ИНГК) по толще ниже ГНК



Сравнение коэффициента нефтегазонасыщенности проводилось по данным ГИС в открытом стволе и с учетом данных ядерно-физических методов (С/О, СГК, ИНГК) по 28 скважинам

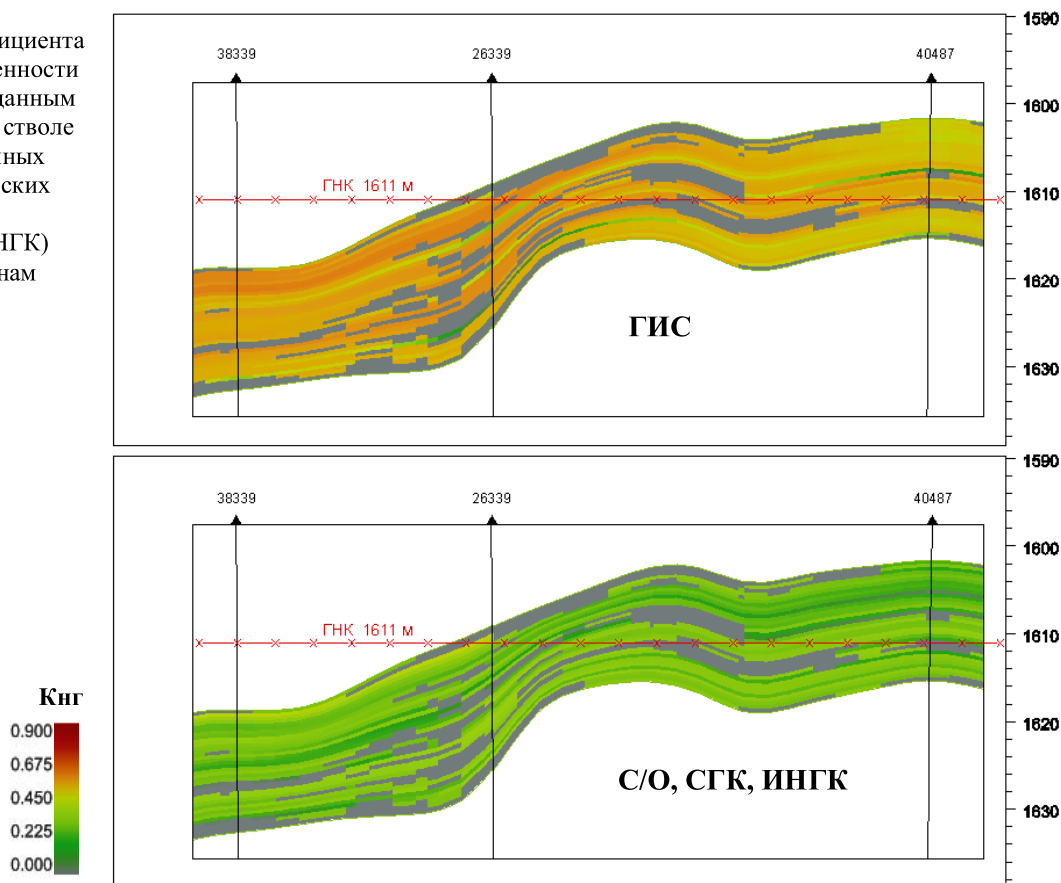


Рис. 6. Сравнение коэффициента нефтегазонасыщенности по разрезу I-I

Сказанное иллюстрируется слайдами изменения коэффициента вытеснения по площади и по объему залежи (рис.7, 8).

Полученная информация может быть использована при уточнении мест заложения новых эксплуатационных скважин и оптимизации режима разработки залежи.

С целью дальнейшей детализации анализа выполнена оценка распределения запасов по площади и степени выработанности запасов по отдельным участкам залежи сектора 42, максимально охваченным С/О исследованиями.

Ниже показаны результаты площадного и 3d анализа по одному из выбранных участков залежи сектора, полученные из ранее построенной по базовым скважинам модели (участок 1) (рис.9-13).

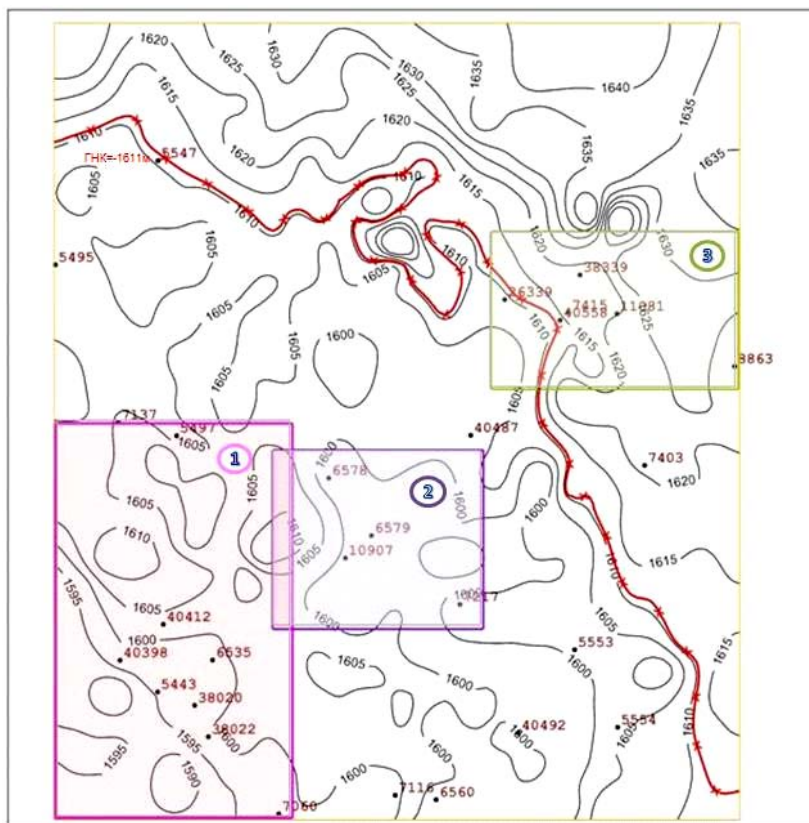
В таблице приведено распределение начальных и остаточных запасов по выбранным участкам залежи пласта АВ1(1-2). Наибольшим объемом невыработанных запасов характеризуется участок 1.

Среднее значение текущего коэффициента вытеснения при этом для всех трех участков примерно одинаковое (0,414-0,419).

На заключительном этапе работ детальный анализ результатов С/О каротажа и геомоделирование проводились в пределах выявленных локальных элементов залежи, перспективных по наличию значительных остаточных запасов нефти.

Ниже на рисунках приведены примеры детального анализа результатов исследований ЯФМ в пределах отдельных скважин и межскважинного пространства (рис.14-16). Так, на рис.15 представлены результаты оценки запасов УВ (начальных и текущих) по участку в районе рассматриваемой скважины. В детальном масштабе изображены 3d проекция и два ортогональных разреза анализируемого участка, совмещенные в свою очередь со сводным геолого-геофизическим планшетом. Это позволяет провести детальный анализ рассматриваемого участка не только в целом по объекту разработки, но и по отдельным пропласткам коллекторов.

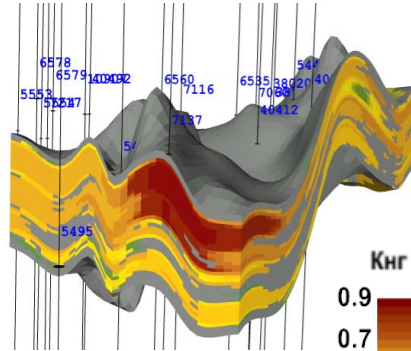
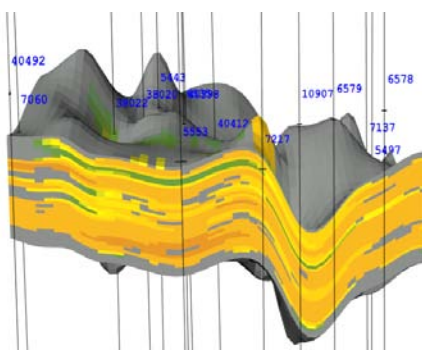
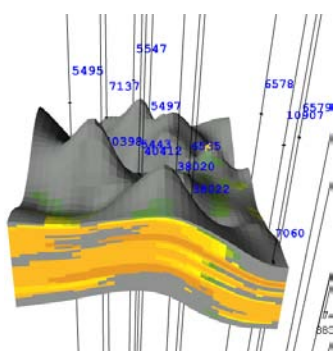




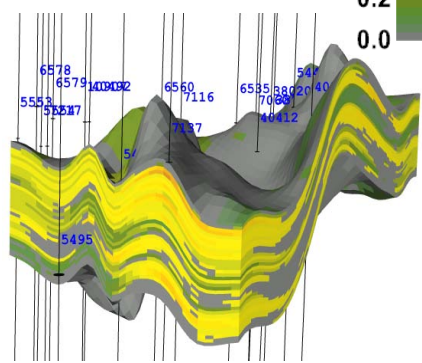
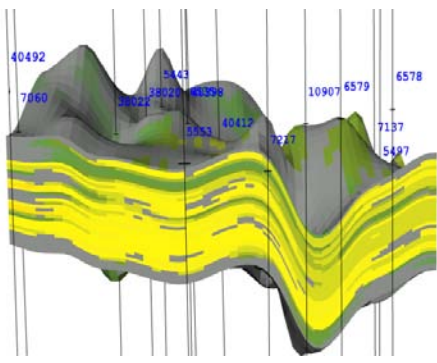
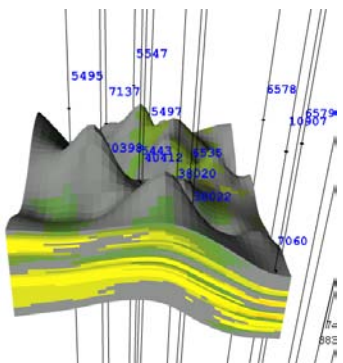
Участки: 1; 2; 3.

Рис. 9. Схема расположения выбранных участков залежи для детального анализа выработанности запасов

ГИС



С/О, СГК, ИНГК



Кнг
0.9
0.7
0.4
0.2
0.0

Рис. 10. Проекция в 3d участка 1 из модели, построенной по базовым скважинам

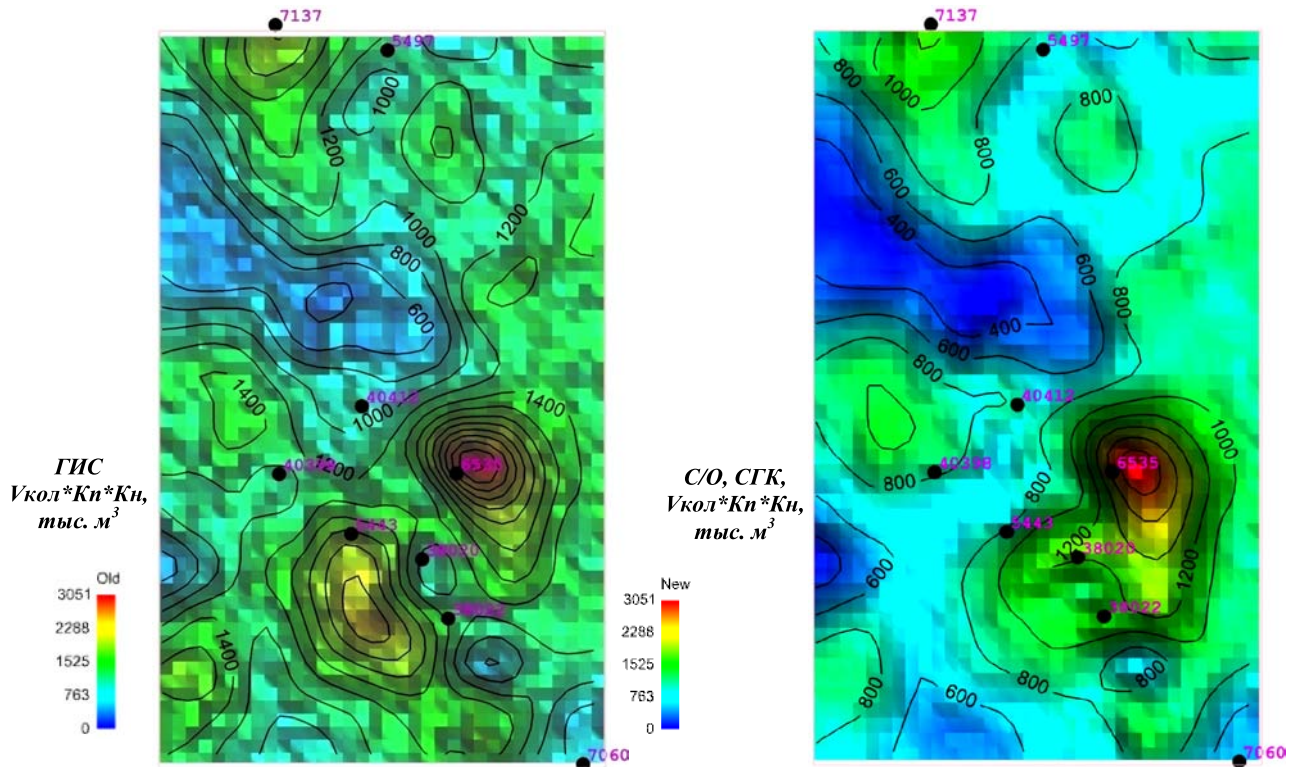


Рис. 11. Распределение запасов по площади на участке 1 из модели, построенной по базовым скважинам

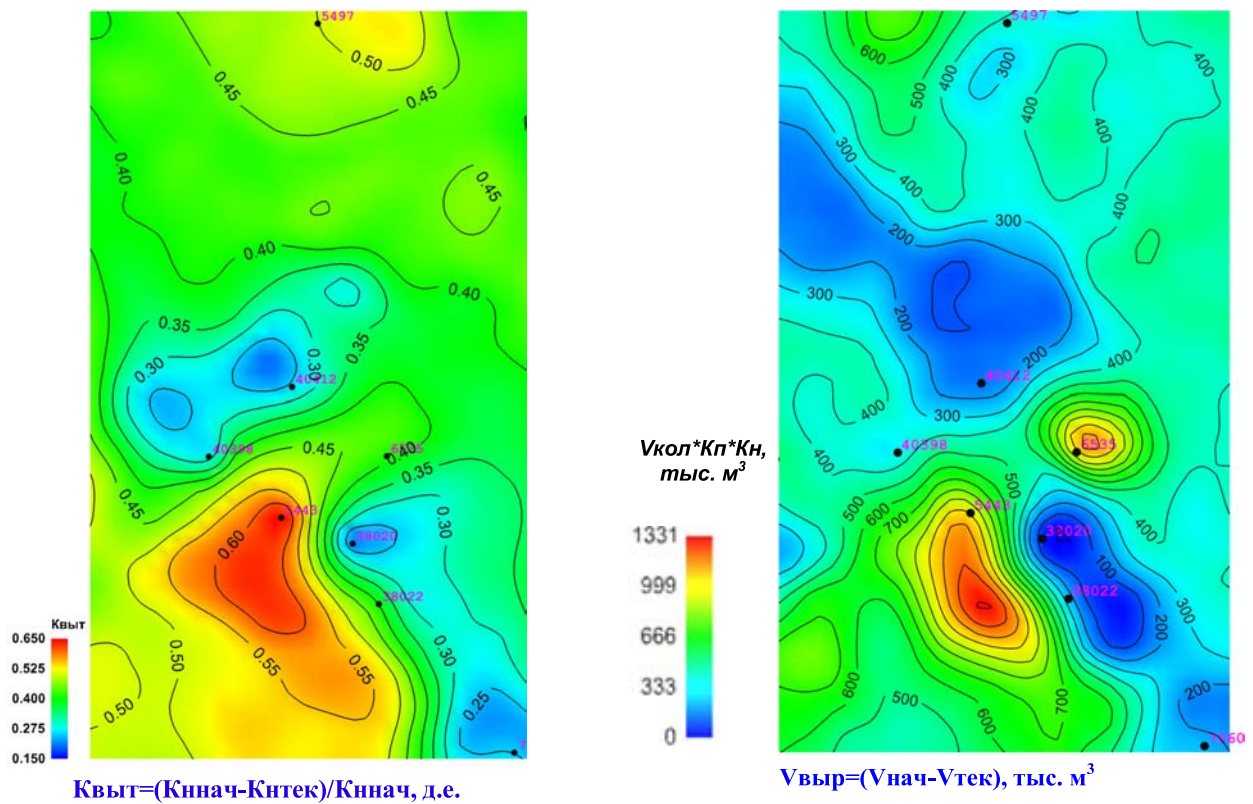


Рис. 12. Распределение коэффициента вытеснения по площади на участке 1 из модели, построенной по базовым скважинам

Рис. 13. Карта выработанности запасов по площади участка 1 из модели, построенной по базовым скважинам

Распределение начальных и остаточных запасов УВ по участкам залежи

Участок залежи, №№-скважин	Запасы ($V \cdot K_p \cdot K_{нг}$), тыс.м ³ по данным ГИС открытого ствола	Остаточные запасы ($V \cdot K_p \cdot K_{нг}$), тыс.м ³ по данным ЯФМ	Квыт по карте (min-max) ср.
① Скв. 40412, 40398, 6535, 5443, 38020, 38022	5642.679	3654.627	<u>0.204-0.650</u> 0.419
② Скв. 6578, 6579, 10907	2604.161	1538.184	<u>0.316-0.526</u> 0.414
③ Скв. 26339, 38339, 7415, 40558, 11081, 8863	2901.588	1487.821	<u>0.244-0.526</u> 0.415

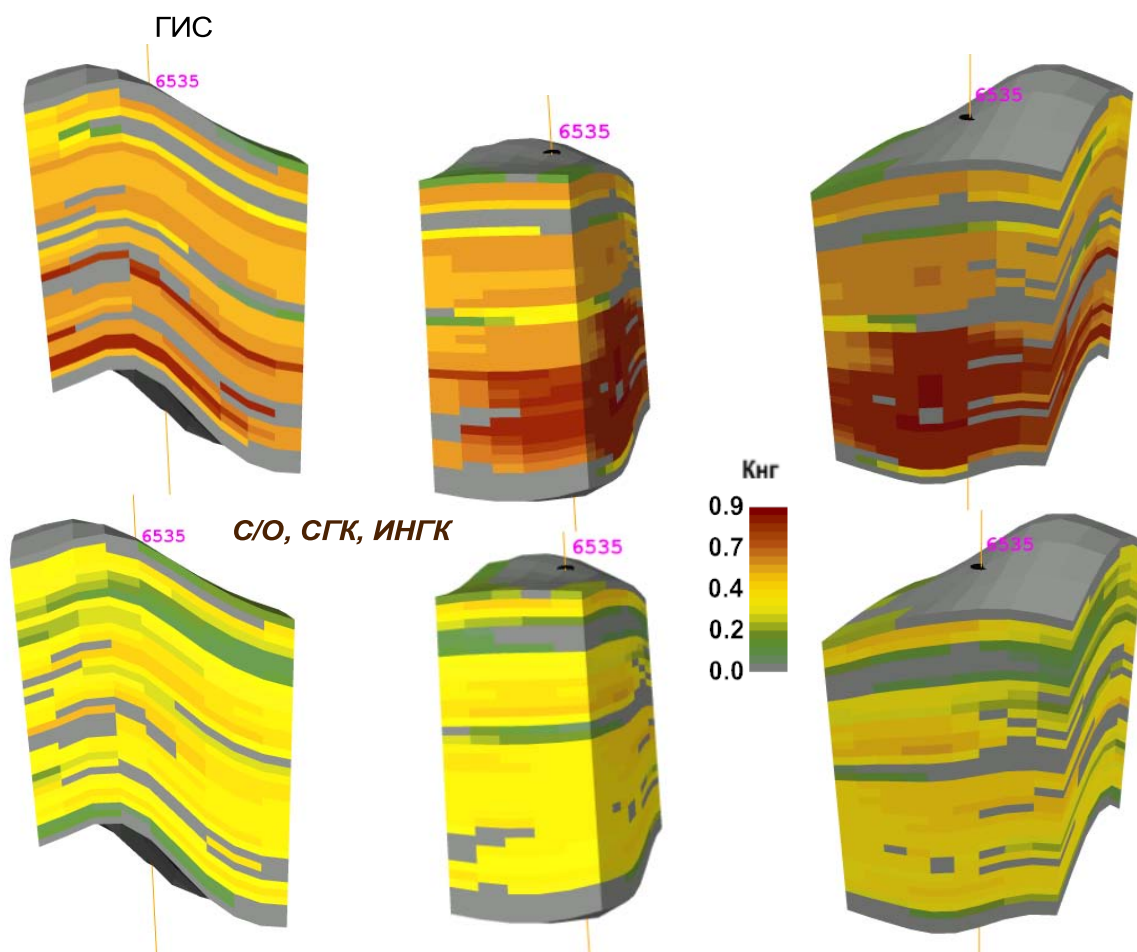


Рис. 14. Проекция в 3d участка скважины 6535 из модели, построенной по базовым скважинам

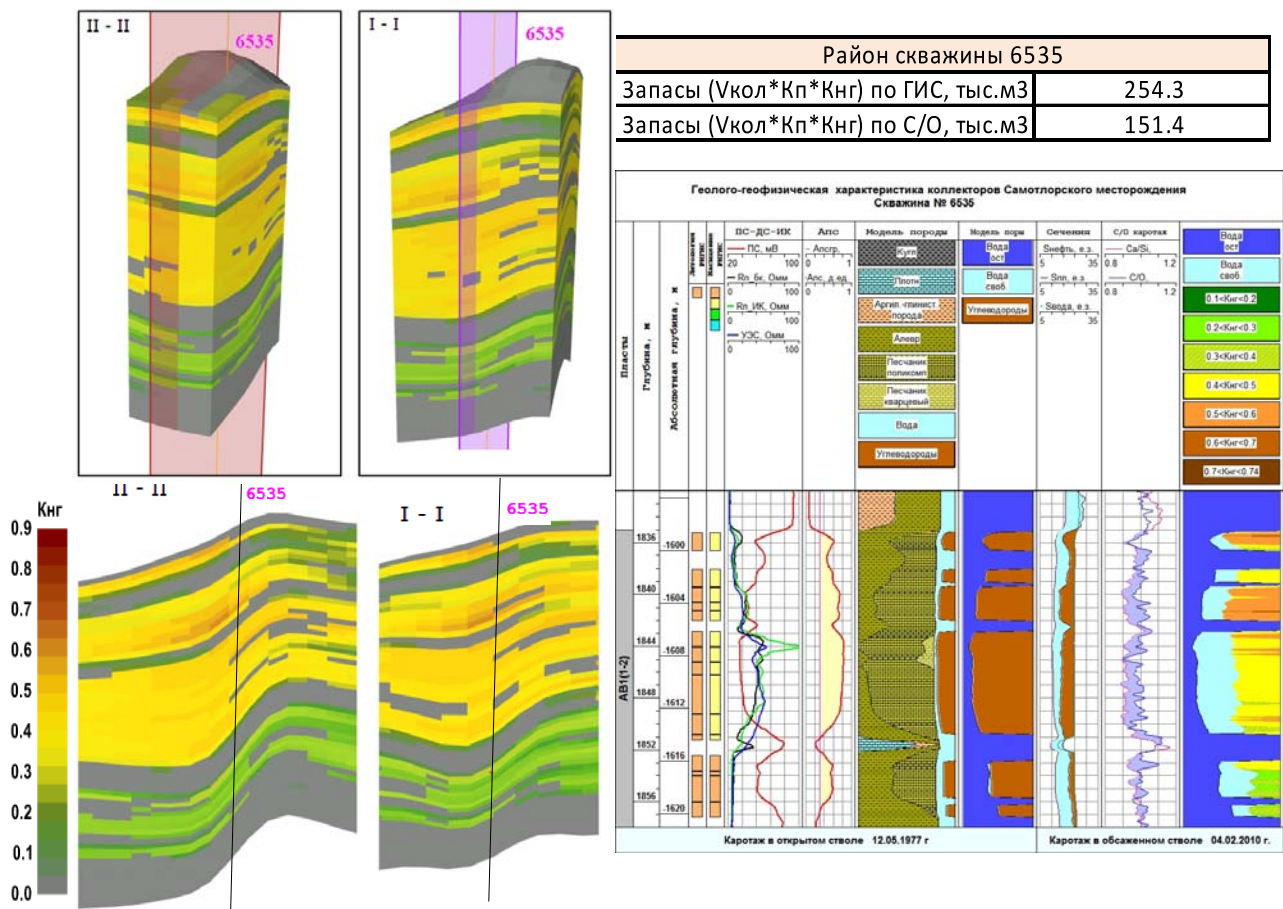


Рис. 15. Оценка потенциала запасов УВ по участку скважины 5635

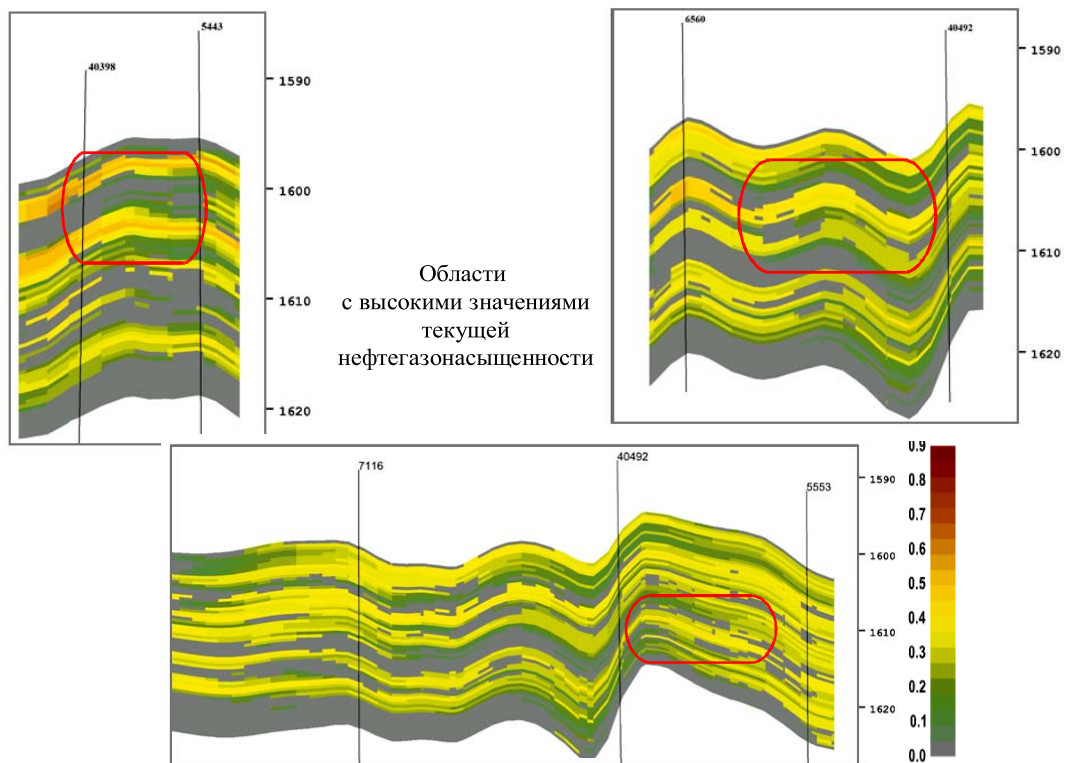


Рис. 16. Выявление перспективных элементов залежи в межскважинном пространстве

На основании анализа добычного потенциала выделенных участков и элементов залежи и с учетом литолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) изучаемых коллекторов в свою очередь проводится выбор объекта под проведение тех или иных геолого-технологических мероприятий, способствующих повышению эффективности проводимых и планируемых промысловых и геологоразведочных работ (уточнение мест забуривания боковых стволов, обоснование мероприятий по целенаправленному воздействию на пласты и интенсификации притока УВ и т.п.).

Выводы и рекомендации

На основе комплексного анализа имеющихся результатов ЯФМ исследований обсаженных скважин и ГИС открытого ствола, построения 2d и 3d геологических моделей с учетом данных С/О каротажа изучена динамика изменения во времени и в пространстве нефтегазонасыщен-

ности разрабатываемого пласта АВ1(1-2) блока 42 Самотлорского месторождения.

Изложенная методика последовательного интегрированного анализа результатов ЯФМ ГИС и геомоделирования разрабатываемых месторождений (начиная от общего анализа по рассматриваемому месторождению и заканчивая детальным анализом в пределах отдельных элементов залежи) позволяет расширить необходимую информационную основу для более эффективного управления процессом разработки месторождения в целом и оперативного принятия решений по проведению различных геолого-технологических мероприятий на перспективных по величине остаточных запасов участках залежи.

Для более эффективного решения указанных задач необходимо значительно расширить объем выполняемых на месторождении исследований ЯФМ с периодическим проведением повторных исследований в контрольных скважинах.

Рецензент: к.г.-м.н. Х.Б.Агаев