

УДК 55:51-7



## СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ГЮНЕШЛИ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОРАЗРАБОТКИ

**В.Дж.Абдуллаев, М.А.Гусейнов, М.М.Исмаилов, К.М.Набиев**  
(НИПИ «Нефтегаз»)

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов (УВ) направлена на наиболее полное извлечение их извлекаемых запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее максимального коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений является компьютерное трехмерное моделирование. Целью данной работы является структурное моделирование и создание трехмерной геологической сетки месторождения «Гюнешли», литологическое моделирование и оценка характера изменения фильтрационно-емкостных свойств Х горизонта Балаханской свиты и Свиты Перерыва (СП). Представлены результаты петрофизического моделирования, подсчета объемов нефтенасыщенных пород и геологических запасов углеводородного сырья, и подготовка гидродинамической сетки. Построенная трехмерная геологическая модель позволила создать гидродинамическую модель по управлению и оптимизации доразработки месторождения «Гюнешли».

**Ключевые слова:** месторождение, залежь, горизонт, моделирование, геологическая сетка, геологический куб, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, оценка запасов.

**Адрес связи:** mehdi.huseynov@socar.az

**DOI:** 10.5510/OGP20140200203

Несмотря на богатейшие традиции геологической науки, построение трехмерных (3D) цифровых геологических моделей нефтяных и газовых месторождений является относительно молодым направлением в прикладной нефтегазовой геологии, возникнув и развиваясь около 20-25 лет [1,2].

В настоящее время, основными программными пакетами при создании 3D геологических моделей месторождений нефти и газа являются DecisionSpace (Landmark), IRAP RMS (Roxar), Petrel (Schlumberger), Gocad (Paradigm) и т.д.

В данной работе, для создания трехмерной геологической модели использовалась программа IRAP RMS компании «ROXAR». Этот программный продукт для моделирования и управления разработкой месторождений можно применять на любом этапе разработки месторождения – начиная от разведки площади до последней стадии разработки [3,4].

Трехмерная модель строится на основе данных сейсморазведки и результатов детальной корреляции разрезов скважин, взаимосвязанных между собой.

Традиционно технология геологического моделирования 3D представляется в виде следующих основных этапов [3,4]:

1. Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных (импорт и экспорт).
2. Корреляция пластов по скважинным данным.
3. Интерпретация данных сейсморазведки (выделение нарушений, трассирование горизонтов и картопостроение, атрибутный анализ и т.д.).
4. Построение и редактирование карт.

5. Построение модели тектонических нарушений.
6. Структурное моделирование (создание каркаса).
7. Создание сетки (3D грид), осреднение (перенос) скважинных данных на сетку.
8. Фациальное (литологическое) моделирование.
9. Петрофизическое моделирование.
10. Подсчет запасов углеводородов.
11. Планирование скважин.
12. Анализ неопределенностей и рисков.

Целью работы является структурное моделирование и создание трехмерной геологической сетки месторождения «Гюнешли», литологическое моделирование и оценка характера изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в пределах продуктивных пластов (Х горизонт Балаханской свиты и СП). Представлены результаты петрофизического моделирования, подсчета объемов нефтенасыщенных пород и геологических запасов углеводородного сырья, и подготовка гидродинамической сетки.

Структура месторождения «Гюнешли» расположено примерно в 120 км к юго-востоку от города Баку и 12 км на юго-востоке от месторождения «Нефтяные Камни» в акватории Каспийского моря. Скопления нефти и газа связаны с брахиантиклинальной структурой размерами 12×4 км, простирающейся с северо-запада на юго-восток, залежь относится к пластово-экранирующему типу. Структура разбита тремя продольными и несколькими поперечными нарушениями на три зоны (северо-восточную, центральную и юго-западную) и на 17 блоков различных размеров. Амплитуда смещения пластов этих нарушений в

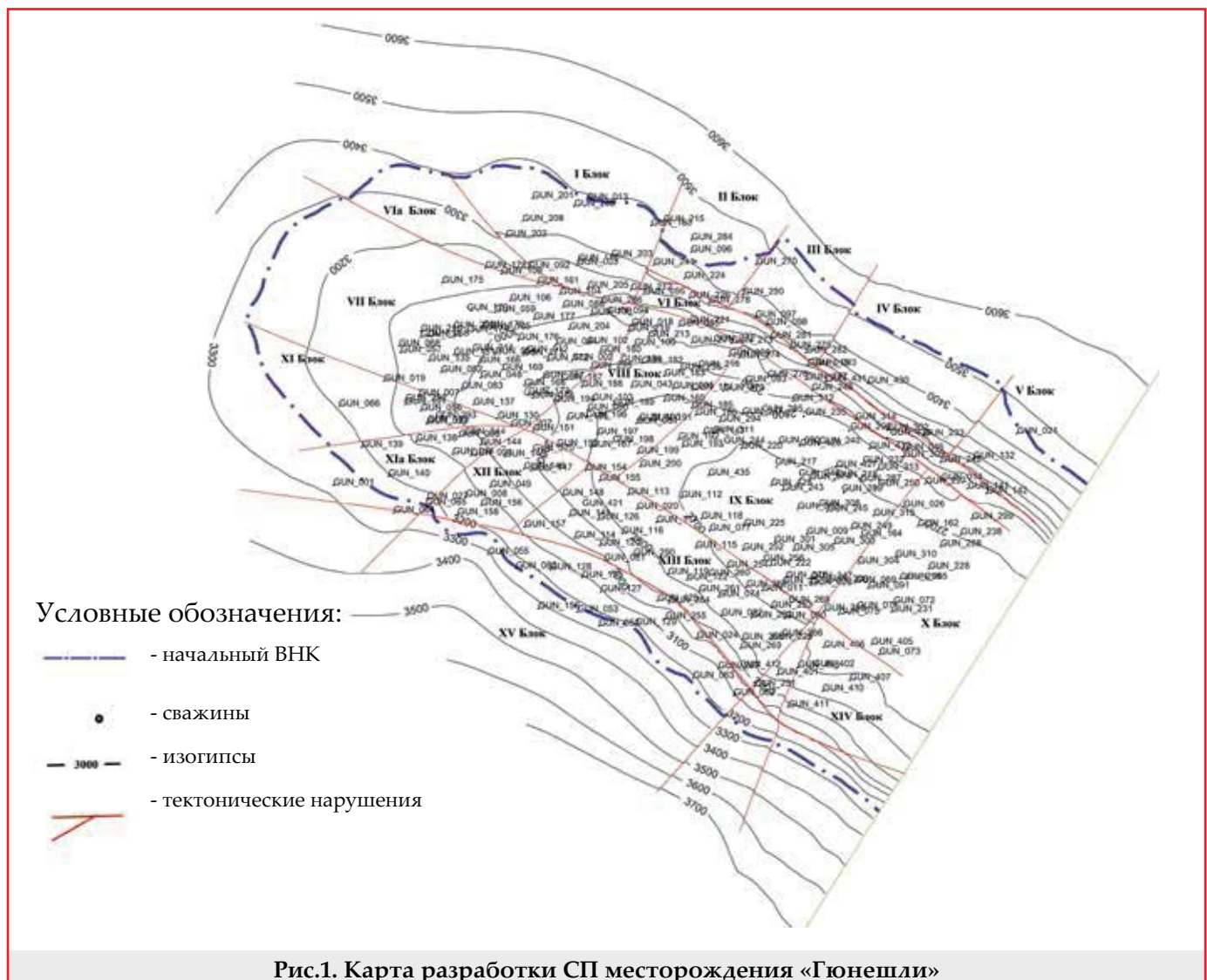
различных частях структуры разная и изменяется от 20-50 до 100 м. Распределение залежей по площади контролируется тектоническими особенностями структуры, что и подтверждается также положением начальных отметок водонесущего контакта (ВНК) (рис.1).

Структура была выявлена в 1958-1963 гг. в результате проведенных сейсморазведочных работ. Начиная с 1977 года, на месторождении проводились работы по глубокому бурению и впервые в 1979 году скв. 4 вскрыла месторождение (X горизонт Балаханской Свиты с дебитом 230 т/сут.). В 1980 году скв. 6 вскрыла СП и начала эксплуатироваться фонтанным способом с дебитом 320 т/сут. нефти.

Анализ изменения фазового состояния УВ в вертикальном разрезе «Гюнешли» показывает следующую закономерность: сверху вниз по разрезу в верхнем отделе продуктивной толщи (ПТ) наблюдается последовательная смена следующих газоконденсатных залежей: IV горизонта Сабунчинской Свиты, V и VI горизонтов Балаханской Свиты. А уже в средней части разреза ПТ отмечается наличие мощных нефтенасыщенных горизонтов VIII, IX, X Балаханской Свиты и СП, еще ниже в нижнем отделе ПТ снова появляются уже нефтегазоконденсатные залежи, куда относятся Надкирмакинская Песчаная

(НКП), Кирмакинская (КС), Подкирмакинская (ПК) и частично Калининская Свиты (КаС).

Для создания трехмерной модели данного месторождения была загружена исходная информация: координаты устьев, альтитуды, инклинометрия, каротажные диаграммы 312 скважин, пробуренных в структуре месторождения «Гюнешли». После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта был создан структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполнена корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), в качестве тренда были использованы данные опорных сейсмических горизонтов, создана модель тектонических нарушений. Детальная корреляция разреза была осуществлена на основе серии поперечных и продольных профилей, охвативших всю структуру. Во время корреляционной процедуры были использованы результаты геофизических исследований 291 скважин, которые впоследствии были введены в пакет по созданию статической геологической модели. После создания структурно-стратиграфического каркаса горизонтов данного месторождения была построена структурная модель, включающая в себя все тектонические нарушения в целях получения структурных карт кровли и подошвы пласта, внешних и внутренних конту-



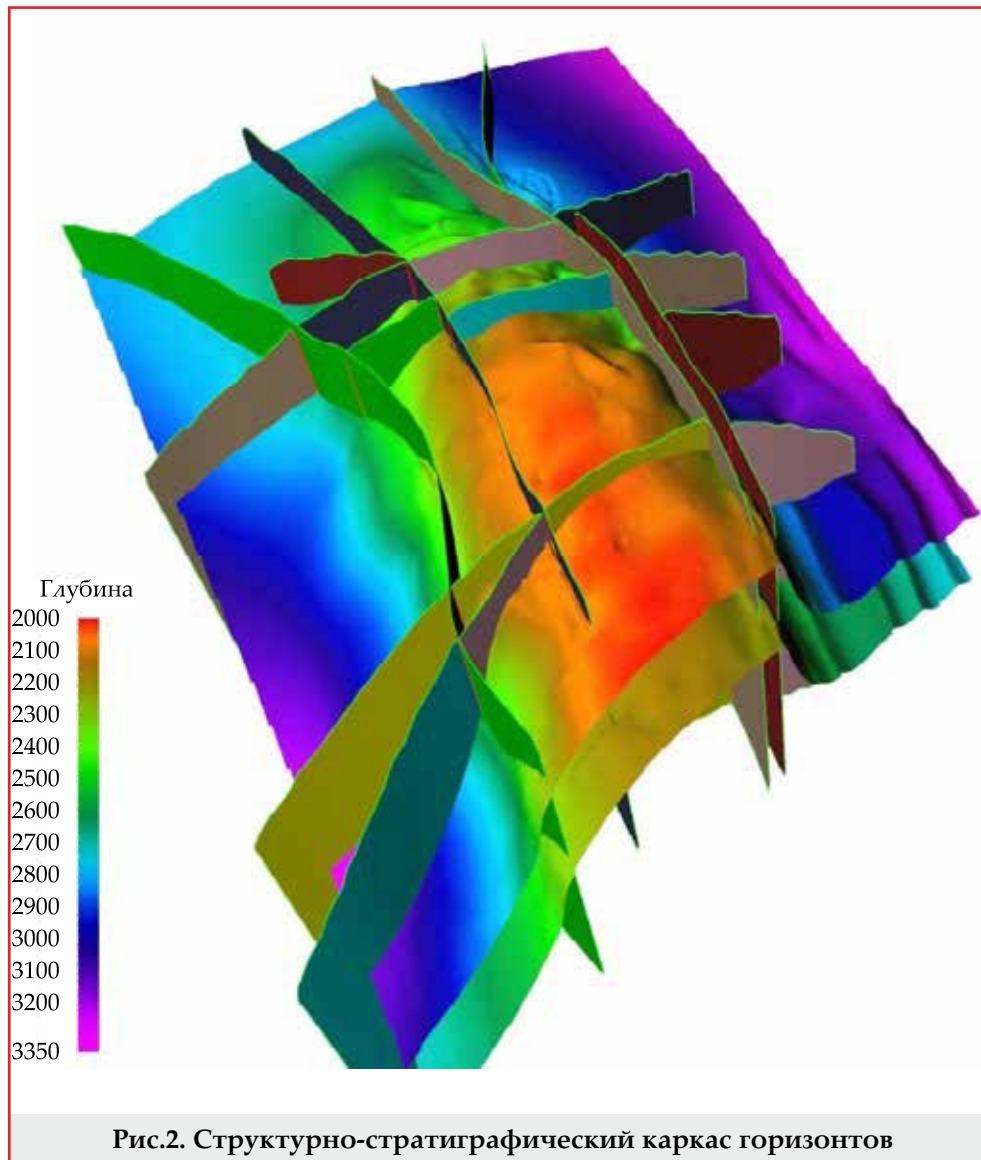


Рис.2. Структурно-стратиграфический каркас горизонтов

ров нефтеносности (рис.2).

При изучении условий осадконакопления был принят принцип последовательной стратиграфии, который позволяет предсказать порядок исследования стратиграфических единиц, включая последовательность в процессе осадконакопления, составить общую хроностратиграфическую систему циклов в процессе формирования генетически связанных пластов. Эти осадочные комплексы определяются на основе внутренней пластовой геометрии и развиваются в соответствии с изменением шельфовой обстановки (рис.3) [5].

На основе седиментации в сочетании с данными каротажа и петрофизической интерпретации коллекторы X горизонта подразделены на 7 пачек ( $X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_6, X_7$ ). Коллекторы  $X_2, X_4$  и  $X_6$  представлены песчаными телами, образовавшимися при низком уровне состояния моря в условиях мелководно-морских отмелей. Пачки  $X_1, X_3, X_5$  и  $X_7$  представлены как глины, образовавшиеся в условиях высокого состояния моря в период максимальной трансгрессии. Общая мощность горизонта изменяется в пределах 90-130 м. Средняя мощность горизонта - 110 м. Песчанность горизонта изменчива и увеличивается снизу вверх. Пористость коллектора меняется в пределах 18 - 24%. Нефтенасыщенная мощ-

ность горизонта составляет 24 - 42 м. Среднее значение проницаемости - 0.112 мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность - 0.75 - 0.86 (сред.0.80)

Коллекторы СП подразделены на 9 пачек (СП<sub>1</sub>, СП<sub>2</sub>, СП<sub>3</sub>, СП<sub>4</sub>, СП<sub>5</sub>, СП<sub>6</sub>, СП<sub>7</sub>, СП<sub>8</sub>, СП<sub>9</sub>). В интервале коллектора пачки СП<sub>1</sub> и СП<sub>5</sub> представлены наиболее крупными песчаными телами, а СП<sub>3</sub>, СП<sub>7</sub> и СП<sub>9</sub> меньшей толщиной, связанной с формированием их во время низкого стояния уровня моря. Пачки СП<sub>2</sub>, СП<sub>4</sub>, СП<sub>6</sub>, СП<sub>8</sub> представлены глинами с началом трансгрессивного периода. Общая мощность горизонта изменяется в пределах 110-150 м, увеличиваясь от западной части структуры к восточной, литологически представлена песчано-алевритовыми и глинистыми пластами различной толщины (от 2-3 до 8-10 м). Песчано - алевритовые разности сгруппированы в верхней и нижней частях разреза, разделяющихся глинистым пластом. Средняя мощность горизонта - 130 м.

Продуктивные коллекторы характеризуются зональной и вертикальной неоднородностью, но более или менее выдержаны по площади и разрезу свиты. Пористость коллектора меняется в пределах 20 - 26%. Нефтенасыщенная мощность горизонта составляет 71-76 м. Среднее значение проницаемости - 0.190 мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность - 0.80 - 0.89 (сред.0.85).

В рамках структурно-стратиграфического каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая, таким образом, трехмерную сетку с учетом модели разломов (3D грид). Трехмерная сетка - это ячеистый каркас, внутри которого происходят все основные этапы геологического моделирования (рис.4).

Главное отличие трехмерной сетки от двухмерного грида в том, что каждая ячейка трехмерной сетки занимает определенный объем в пространстве, тогда как ячейка двумерного грида характеризуется только площадью. Правильно построенная трехмерная сетка - это основа построения корректной геологической модели. После определения строения 3D сетки ячейки сеточной модели задавались геометрией «угловой точки» **CornerPoint**. Вертикальные размеры ячеек модели выбирались с учетом диффе-

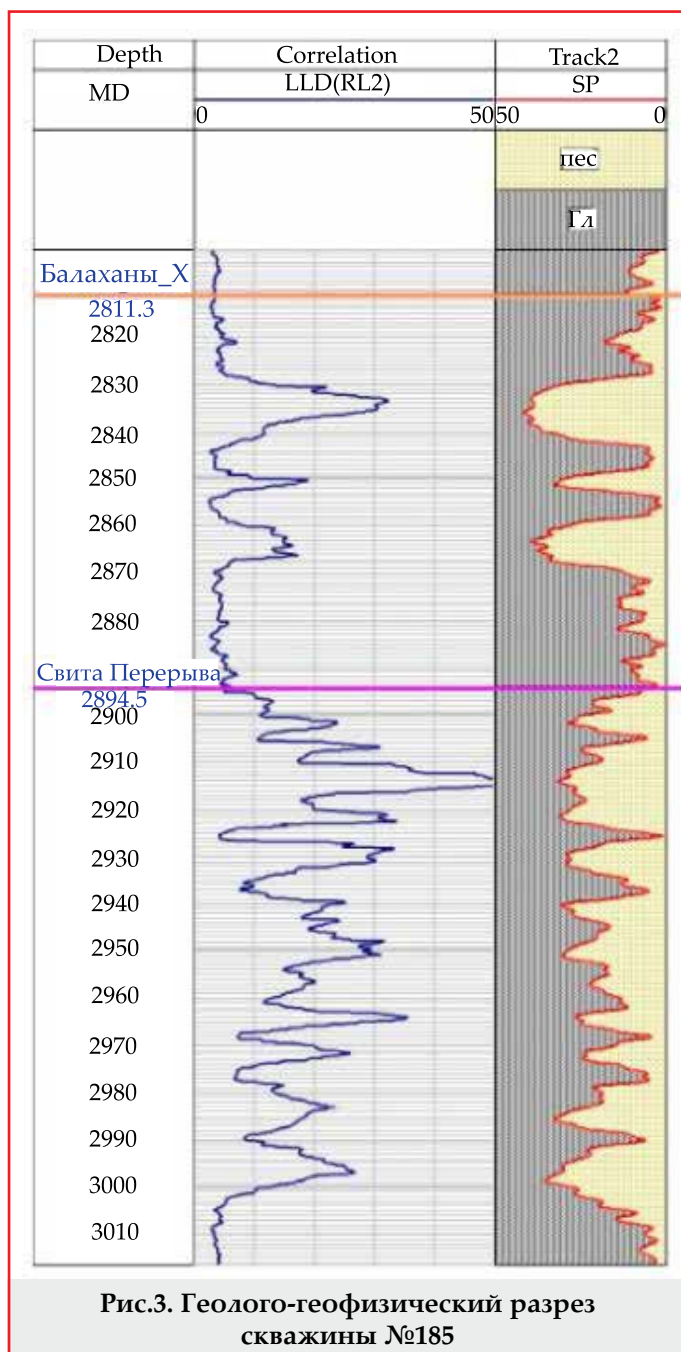


Рис.3. Геолого-геофизический разрез скважины №185

ренциации разреза по ФЕС. Разрешение сетки по вертикали определялось количеством слоев, которое подбиралось таким образом, чтобы удалось наиболее адекватно восстановить поле распределения коллекторов, не упуская при этом ни одного прослоя. Горизонтальный инкремент сетки выбирался с учетом размещения скважин и размеров месторождения и составил  $50 \times 50$  (узлы сетки расположены через каждые

50 м относительно осей координат). Такая размерность сетки для месторождения «Гюнешли» позволяет достаточно точно отстроить структуру, которая оптимальна для данной сетки скважин (1 - 2 ячейки между соседними скважинами). Согласно простиранию Гюнешлинской складки с юго-востока на северо-запад, задавался угол поворота сетки, равный  $170^\circ$  (табл.1).

На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос (осреднение) результатов интерпретации ГИС-кривых фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности. Для выполнения переноса (осреднение скважинных данных) в контейнере **Grid**, использовалась опция **Blockwells (GridBlockwells (BW))**.

С целью получения представления о пространственном распространении различных литотипов на месторождении «Гюнешли» и создания трехмерного параметра литологии, после определения строения 3D сетки и осреднения скважинных данных на сетку, проводилось литологическое моделирование (рис.5).

Для создания дискретного параметра фаций используется модуль **RMS Indicators**. К преимуществам модуля **RMS Indicators** можно отнести то, что метод индикаторов позволяет гибко настраивать моделирование для любого количества фаций, обеспечивает высокую скорость расчетов при большом количестве скважин и



Рис.4. Трехмерная сетка геологической модели месторождения «Гюнешли»

Параметры трехмерной геологической сетки							Таблица 1
Горизонты	Инкремент	Количество столбцов	Количество строк	Количество слоев	Количество ячеек	Угол поворота	Тип сетки
X горизонт	50×50	152	384	532	31051776	$170^\circ$	Corner point
Свита Перерыва	50×50	152	384	672	39223296	$170^\circ$	Corner point

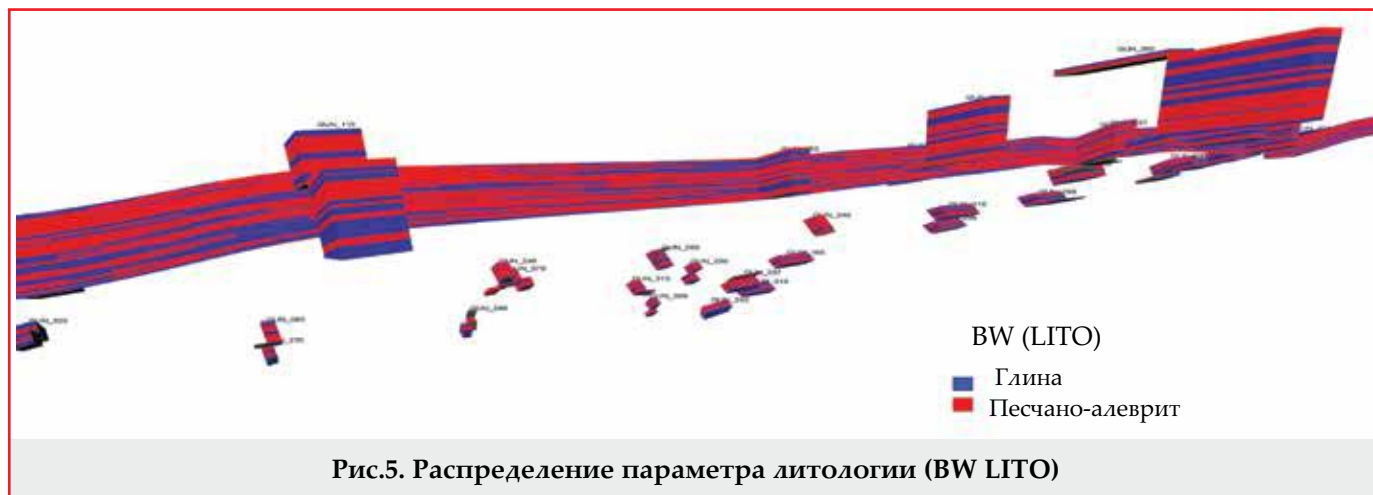


Рис.5. Распределение параметра литологии (BW LITO)

этот стохастический метод наиболее подходит для пластов, имеющих сильно неоднородный разрез тонких, плохо коррелируемых пропластков коллекторов. В результате моделирования, на основании вероятности появления той или иной фации, каждой ячейке параметра присваивается код (номер) соответствующей (коллектор или неколлектор) фации. Кроме того, важнейшей частью индикаторного моделирования является определение вариограмм для каждой фации. Вариограммный анализ работает лучше, когда оценивается большое количество скважин. На этом этапе моделирование коллекторских свойств месторождений выполнялось отдельно для каждого литотипа пород (песчано-алеврит и глина), что позволило выделить четкие границы при переходе от одного типа пород к другому.

Затем строилась петрофизическая модель нефтегазоконденсатной залежи месторождения «Гюнешли», которая базировалась на результатах этапа литологического моделирования и позволила получить согласованные трехмерные модели коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Модуль **RMS Petrophysicalmodelling** позволяет создавать трехмерные петрофизические модели, отражающие:

- скважинные данные;
- корреляционные связи между параметрами (пористость, нефтенасыщенность);
- пространственную неоднородность коллекторных свойств;
- литологическую неоднородность пласта коллектора;
- геологические закономерности.

Построенная модель пространственного распределения коллекторских свойств (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности) является одной из ключевых компонентов компьютерной 3D модели нефтегазоконденсатного месторождения «Гюнешли» (рис.6 и 7). Она важна как для правильной оценки начальных геологических запасов, так и для получения корректных результатов при гидродинамическом моделировании.

Основным результатом созданной 3D геологической модели, является подсчет начальных геологических запасов нефти и газа. Для нефтяных и газовых залежей в **IRAP RMS** есть возможность рассчитывать следующие виды объемов УВ (**Volumetrics**):

- **BulkVolume** - геометрический объем ячеек, лежащих выше ВНК. Каждая ячейка параметра **Bulk** содержит значение геометрического объема этой ячейки.

- **NetVolume** - эффективный геометрический объем, т.е. **BulkVolume**, но только в коллекторах. Рассчитывается по формуле **Net = Bulk × NTG** (или **LITO**).

- **PoreVolume** - эффективный поровый объем - то есть объем порового пространства в коллекторах. Рассчитывается по формуле **PV = Net × PORE**.

- **HCPV (HydroCarbonPoreVolume)** - объем нефти (газа) в пластовых условиях. Рассчитывается по формуле **PV × (1-S<sub>w</sub>)**.

- **STOIP (StockTankOilInitiallyInPlace)** - объем нефти в поверхностных условиях, т.е. геологические запасы нефти. Рассчитывается по формуле **(HCPV(oil) × 1/Bo)**.

- **GIIP (GasInitiallyInPlace)** - объем газа в поверхностных условиях, т.е. геологические запасы газа. Рассчитывается по формуле **(HCPV(gas) × 1/Bg)**.

Объемный метод подсчета запасов в **IRAP RMS** основывается по формуле:

$$Q = V_{\text{эфф.геом}} \times K_{\text{пор}} \times K_{\text{нефтенас}} \times K_{\text{пересч.}}$$

$$V_{\text{эфф.геом}} = S_{\text{залежи}} \times H_{\text{эфф.}}$$

$$K_{\text{пересч.}} = 1/Bo \text{ (или } Bg)$$

где,  $Q$  - геологические (начальные) запасы, м<sup>3</sup>;  
 $V_{\text{эфф.геом}}$  - объем нефтенасыщенной толщи, тыс.м<sup>3</sup>;  
 $K_{\text{пор}}$  - коэффициент пористости, д.ед.;  
 $K_{\text{нефтенас}}$  - коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.;  
 $S_{\text{залежи}}$  - площадь нефтеносности, тыс.м<sup>2</sup>;  
 $H_{\text{эфф.}}$  - нефтенасыщенная толщина коллектора, м;  
 $Bo$  (или  $Bg$ ) - объемный коэффициент нефти (или газа).

В результате, на основе программы **IRAP RMS** рассчитывались начальные геологические запасы нефти и газа месторождения «Гюнешли» по горизонтам Балаханы X и СП (рис.8).

Важным обстоятельством, подтверждающим высокое качество созданной геологической модели, является соответствие запасов нефти и газа, полученных при 3D геологическом моделировании, с имеющимися на балансе государственного фонда запасов нефти и газа. При анализе полученных дан-

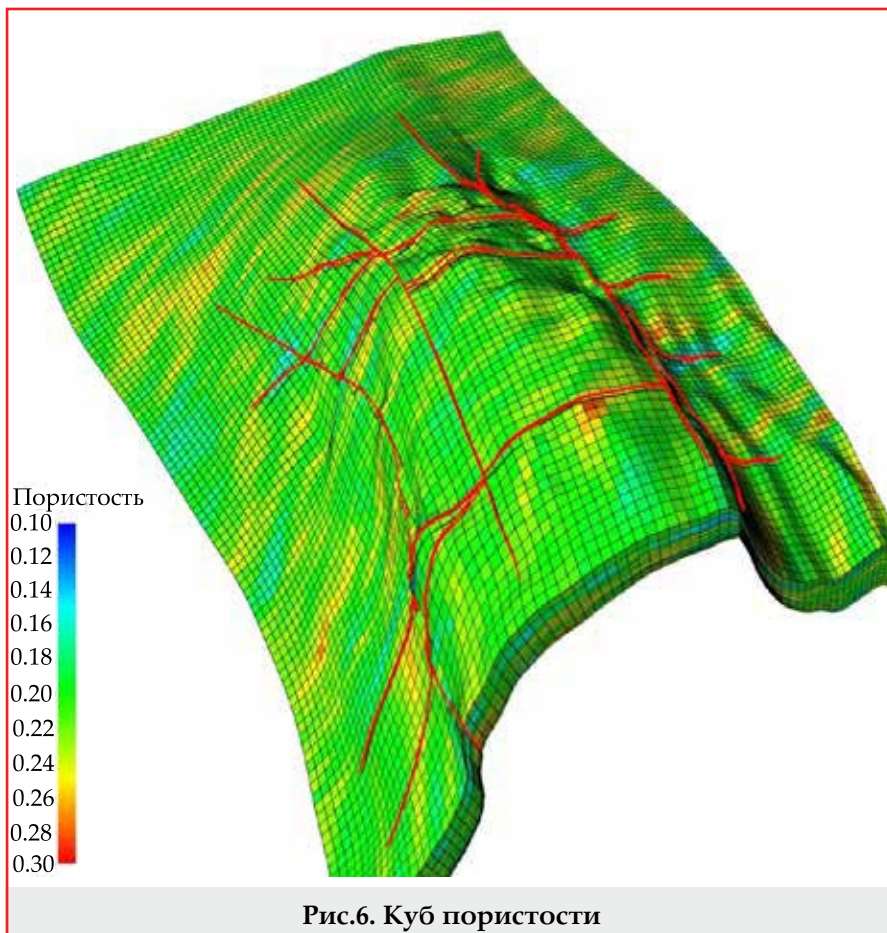


Рис.6. Куб пористости

ных следует, что расхождение с запасами, имеющимися на балансе по горизонту Балаханы X, составляет +5.4% и по горизонту СП составляет +1.1%.

Тем не менее, основная проблема при составлении проектных документов обусловлена расхождениями между статической (геологической) и фильтрационной (гидродинамической) моделями. Характерно, что эксперты требуют, чтобы статическая и фильтрационная модели отличались друг от друга не более 3% [6].

При анализе полученных данных следует, что расхождение запасов нефти, полученных при 3D геологическом моделировании и укрупненной гидродинамической сетке (после ремасштабирования параметров), по горизонту Балаханы X составляет - 3% и по СП составляет - 1%, то есть находится в пределах допустимых погрешностей.

Таким образом, на основе самых передовых научно-технологических разработок в области геологического моделирования построена геологическая модель X горизонта и СП месторождения Гюнешли, что позволит оптимизировать доразработку залежей и существенно повысить экономический эффект с извлечением остаточных запасов нефти и газа.

#### Выводы:

1. В результате построенной модели удалось выявить закономерности распространения по площади и по глубине основных коллекторских параметров; пористость, песчанистость, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, водонасыщенность и т.д.

2. Полученная геологическая модель является основой для гидродинамического моделирования, с помощью которой можно осуществлять адаптацию модели к истории разработки и уточнение ее параметров, проектировать места заложения и траектории новых скважин, производить гидродинамические расчеты и прогноз технологических показателей разработки месторождения, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий, а также продолжительность разработки месторождения.

3. На базе построенной геологической модели была построена гидродинамическая модель месторождения «Гюнешли» с помощью

программы NEXUS-VIP, позволяющая гибкое управление и выработку оптимального варианта доразработки месторождения.

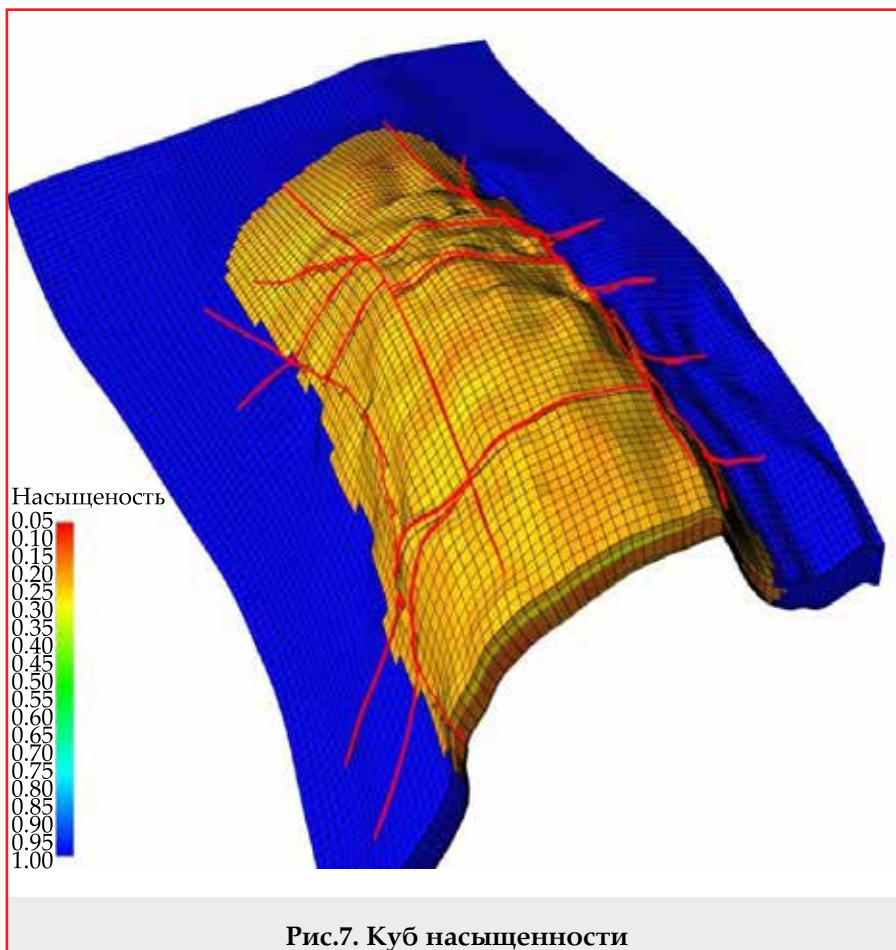


Рис.7. Куб насыщенности

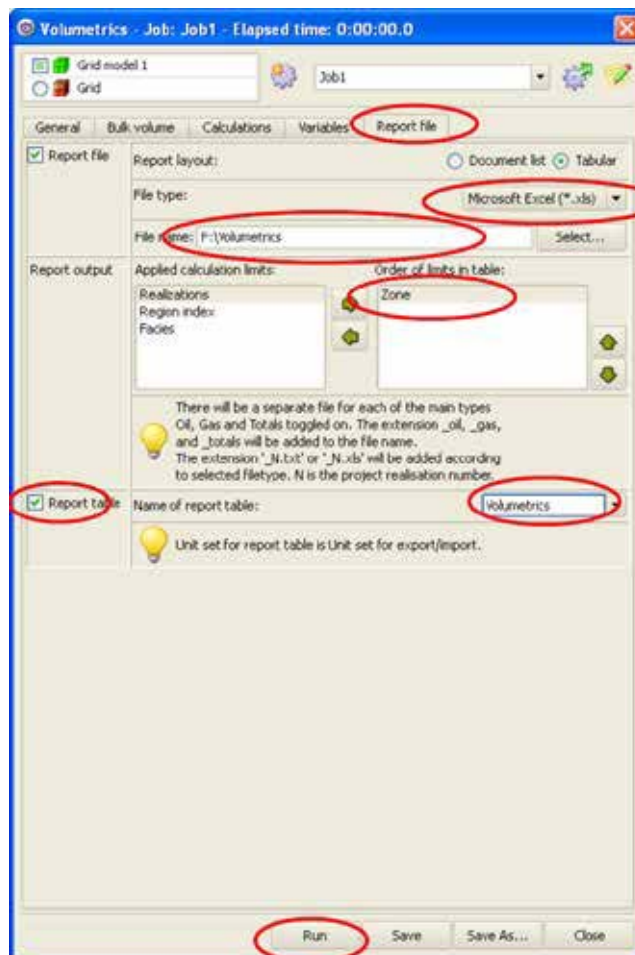
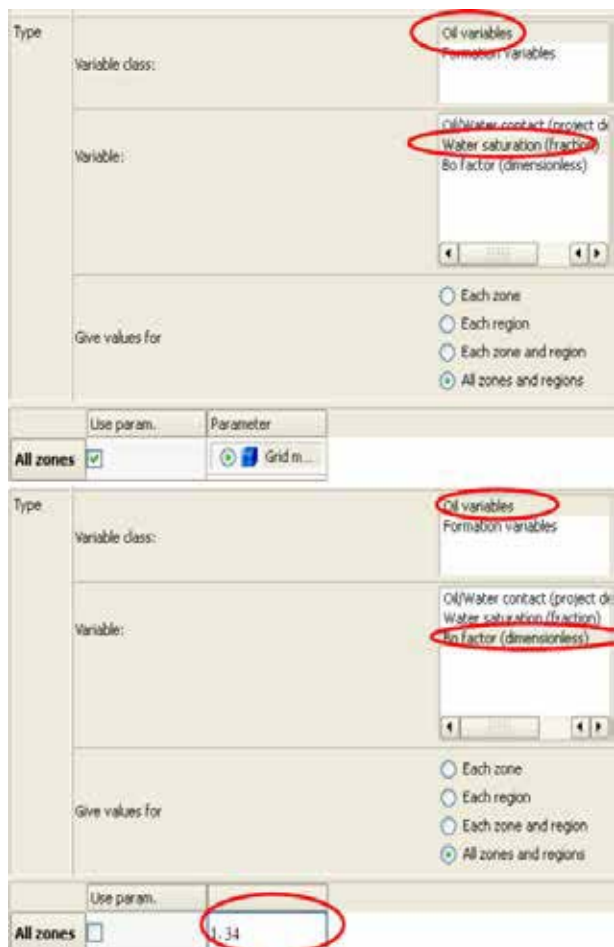
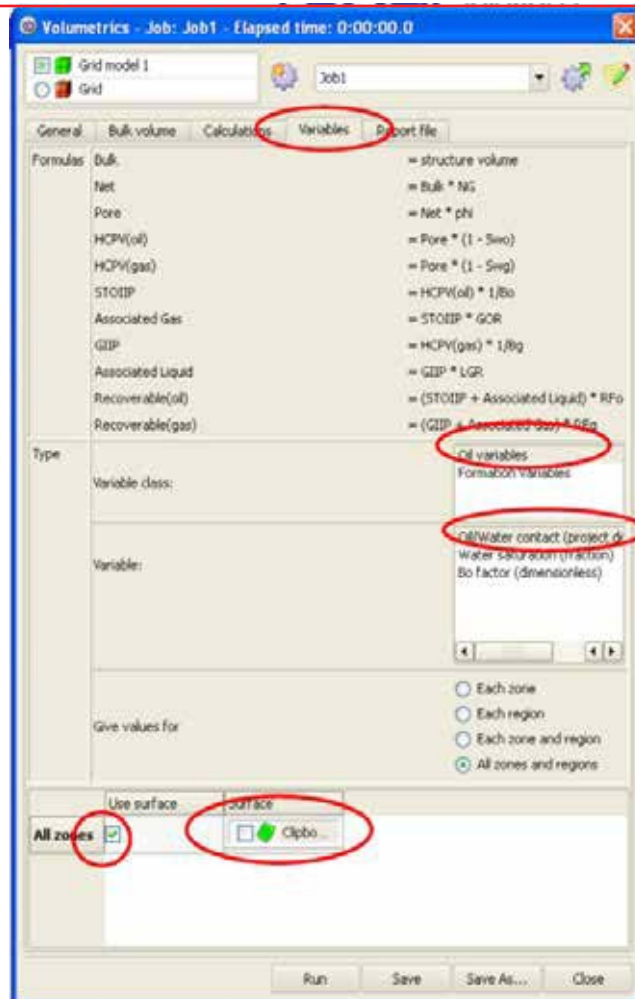
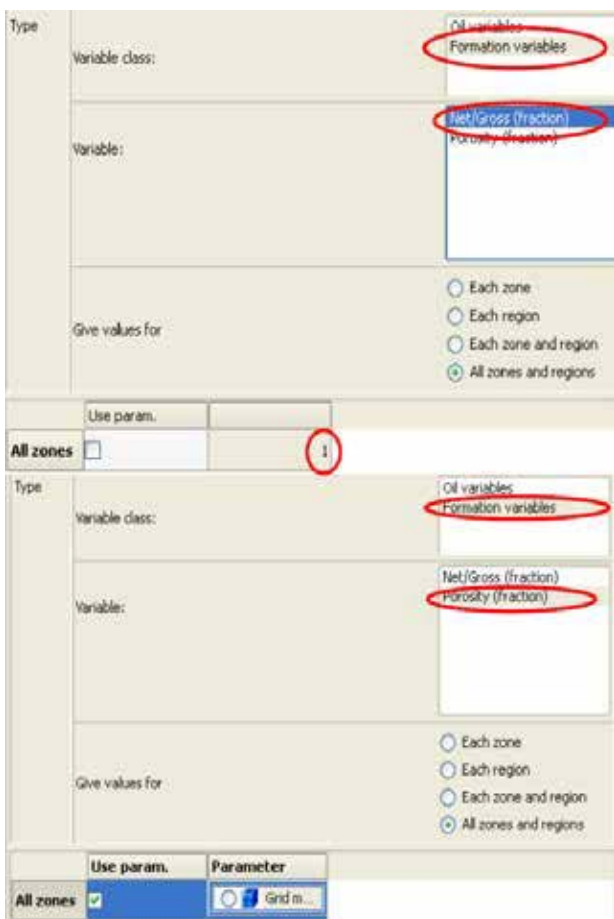


Рис.8 . Подсчет начальных геологических запасов согласно 3D модели месторождения «Гюнешли»

### *Литература*

1. Г.М.Залоева, С.Б.Денисов, С.И.Билибин. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. М.: МАКС Пресс, 2008.  
[G.M.Zaloyeva, S.B.Denisov, S.I.Bilibin. Geologo-geofizicheskoye modelirovanie zalezhey nefiti i gaza. M.: MAKS Press, 2008]
2. Е.А.Гладков. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Т.: Томский политехнический университет, 2012.  
[Ye.A.Gladkov. Geologicheskoye i gidrodinamicheskoye modelirovanie mestorozhdeniy nefiti i gaza. T.: Tomskiy politehnicheskii universitet, 2012]
3. К.Е.Закревский. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009.  
[K.Ye.Zakrevskiy. Geologicheskoye 3D modelirovanie. M.: ООО IPTS «Maska», 2009]
4. А.Сунгуров. Интерфейс IRAP RMS. Методическое руководство. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006.  
[A.Sungurov. Interfeys IRAP RMS. Metodicheskoye rukovodstvo. M.: ОАО «VNIIOENG», 2006]
5. Т.Ю.Багаров, И.А.Алиева, М.М.Исмаилов. Формирование современного положения месторождения «Гюнешли» с учетом определения ее факторов //Геолог Азербайджана. -2011. -№15. -С.137-147.  
[T.Yu.Bagarov, I.A.Aliyeva, M.M.Ismailov. Formirovanie sovremennogo polozheniya mestorozhdeniya «Guneshli» s uchetom opredeleniya eye faktorov //Geolog Azerbaydzhana. -2011. -№15. -S.137-147]
6. Э.С.Закиров. Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: ЗАО «Книга и Бизнес», 2007.  
[E.S.Zakirov. Upscaling v 3D kompyuternom modelirovanii. M.: ЗАО «Kniga i Biznes», 2007]

### **3D geological modeling of «Guneshli» reservoir for increasing final development stage efficiency**

**V.J.Abdullayev, M.A.Huseynov, M.M.Ismayilov, K.M.Nabiyev**  
(«OilGasScientificResearchProject» Institute)

#### **Abstract**

The main target of modern hydrocarbon reservoir development is based on extracting maximum recoverable hydrocarbons from a reservoir with maximum economic profit. In order to get maximum recovery, innovative technologies are being used. One of them is 3D computer reservoir modelling. The aim of this work was to use a structural model, create a 3D geological grid and lithofacies model in order to quantify the variation of flow-capacity properties within Balakhany X and Suite Pereriv horizons of the «Guneshli» reservoir. The results of petrophysical modelling, pore volume calculation, geologic reserves estimation, and hydrodynamic grid preparation are given. The 3D geological model that was built allowed the creation of a hydrodynamic model for management and production optimization in the «Guneshli» reservoir.

### **Son işlənmə mərhələsinin səmərəliliyinin artırılması məqsədilə «Günəşli» yatağının üçölçülü geoloji modelinin qurulması**

**V.C.Abdullayev, M.Ə.Hüseynov, M.M.İsmayılov, K.M.Nəbiyev**  
(«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu)

#### **Xülasə**

Karbohidrogen yataqlarının müasir işlənmə üsullarının əsas məqsədi maksimum iqtisadi rentabellik şəraitində çıxarıla bilən ehtiyatların mümkün qədər tam çıxarılmasına istiqamətlənib. Hazırda neft vermə əmsalının daha da yüksək olması üçün bir sıra qabaqcıl texnologiyalardan istifadə edilir. Bunlardan biri də yataqların üçölçülü modelləşdirməsidir. İşin məqsədi «Günəşli» yatağı Balaxanı Lay Dəstəsinin X horizontunun və Fasilə Lay Dəstəsinin üçölçülü geoloji modelləşdirilməsi, süzülmə-tutum parametrlərinin dəyişmə qanunauyğunluğunun qiymətləndirilməsidir. Həmçinin, hər iki horizontun petrofiziki modelləşdirməsinin, neftlə doymuş süxurların həcmi, ilkin geoloji karbohidrogen ehtiyatlarının hesablanması nəticələri və hidrodinamiki model üçün şəbəkənin hazırlanması göstərilmişdir. Yaradılmış üçölçülü geoloji modeldən «Günəşli» yatağının struktur və litoloji quruluşunun daha dəqiq öyrənilməsində və son işlənmə dövrünün idarə edilməsi və optimallaşdırılması üçün hidrodinamiki modelinin qurulmasında istifadə olunmuşdur.