

На правах рукописи



**НЕХАЕВ А.А.**

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ  
ПРЕДЗАГРОССКОЙ ЧАСТИ СКЛАДЧАТОГО БОРТА  
МЕСОПОТАМСКОГО КРАЕВОГО МЕГАПРОГИБА  
(БЛОК ЛАЛИ, ИСЛАМСКАЯ РЕСПУБЛИКА ИРАН)**

**Специальность: 25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и  
газовых месторождений**

**диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук**

**г. Санкт-Петербург  
2013 г.**

Работа выполнена в федеральном государственном унитарном предприятии «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»)

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, Макаревич Владимир Николаевич

Официальные оппоненты:

Жарков Александр Михайлович - доктор геолого-минералогических наук, ФГУП «ВНИГРИ» / ФГУП «ВНИГРИ», заведующий отделом анализа эффективности ГРП и перспектив освоения углеводородов Поволжского, Южно-Уральского федеральных округов России

Фортунова Наталья Константиновна - доктор геолого-минералогических наук, ФГУП «ВНИГРИ» / ФГУП «ВНИГРИ», заместитель генерального директора

Ведущая организация: ФГУП «ВСЕГЕИ»

Защита диссертации состоится «13» декабря 2013 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 216.008.01. при Федеральном государственном унитарном предприятии «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ») по адресу: 191104, Санкт-Петербург, Литейный проспект, 39.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГУП «ВНИГРИ».

Автореферат разослан «11» ноября 2013 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Григорьев Геннадий Алексеевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Провинция Дезфул Имбеймент, в пределах которой расположен изученный блок Лали, является наиболее богатой запасами углеводородного сырья территорией центральной Предзагросской части восточного борта Месопотамского краевого мегапрогиба на юго-западе Исламской Республики Иран. На территории провинции открыты многочисленные месторождения нефти и газа, в том числе гигантские. В пределах блока Лали разбурено 10 структур, на 6 из них открыты нефтяные и газонефтяные месторождения в карбонатных отложениях формации асмари (олигоцен-нижний миоцен) и формации сарвак (верхний мел).

Результаты предыдущих поисково-разведочных работ, проведенных в пределах изучаемой территории, отрывочны и разобщены. Актуальность работы определяется необходимостью выработки обобщающих теоретических и практических направлений поисков и разведки нефтегазовых месторождений в рассматриваемом регионе, имеющем огромный углеводородный потенциал.

**Цель работы** - дальнейшее изучение геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности провинции Дезфул Имбеймент в пределах блока Лали, обоснование оптимальных направлений геологоразведочных работ.

### **Основные задачи:**

1. Оценка информативности, систематизация имеющихся геолого-геофизических данных.
2. Комплексный анализ геолого-геофизических данных, формирование моделей строения осадочного чехла.
3. Изучение основных и промежуточных фаз детачментов аллохтона с целью определения времени и интенсивности формирования надвиговых структур.
4. Изучение петрофизических, в том числе скважинных геофизических характеристик, коллекторских и экранирующих свойств основных нефтесодержащих толщ.
5. Изучение геохимических характеристик нефтей и нефтепроизводящего потенциала формаций; типизация нефтей.
6. Оценка углеводородных ресурсов блока Лали.

**Фактический материал.** При выполнении работы использованы база данных Национальной Иранской Нефтяной Компании (НИНК), фондовые материалы ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Лтд., ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», публикации. В процессе подготовки работы автор участвовал в следующих исследованиях: комплексной геологической съемке и анализе космических снимков;

изучении петрофизических характеристик отложений по данным анализов образцов керна и пород, отобранных в процессе полевой съемки; геохимических изучениях образцов нефти и органического вещества горных пород; переобработке и переинтерпретации комплекса данных геофизических исследований скважин и испытаний пластов, гидродинамических исследованиях результатов анализов керна и флюидов; переобработке и переинтерпретации материалов гравитационной, магнитной и электроразведочной съемок; переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки 2D (более 3000 пог. км).

Автором были проанализированы геолого-промысловые данные, промыслово-геофизические материалы, описания керна и шлифов, лабораторные исследования керна по 314 поисковым и разведочным, а также по 220 эксплуатационным скважинам, результаты переобработки и переинтерпретации более 12000 пог. км сейсморазведки 2D разных лет и более 1500 км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D, результаты анализов пластовых флюидов и органического вещества пород обнажений. Большинство примеров в диссертационной работе приведено по месторождениям Лали, Калех Нар, Маджед Сулейман, Паланган, Папилех.

#### **Научная новизна:**

- Автором выполнен комплексный анализ геологического строения района исследований. Установлены два основных структурных этажа, отличающихся типом и характером деформаций и отчасти по структурному плану, разделенных высокопластичными эвапоритами среднего миоцена. Нижний этаж (подсолевой) сложен в основном карбонатными породами мела и палеогена, а верхний (надсолевой) – молассовыми отложениями верхнего миоцена. Структурные построения по результатам проведенной геологической съемки и интерпретации сейсмических данных выполнены автором, а также подобран комплекс несейсмических геофизических методов для выделения перспективных объектов.

- Автором выявлен новый тип ловушек, представляющих собой поднадвиговые объекты, что позволяет принципиально по-новому оценить перспективы нефтегазоносности данной зоны. Доказан ранее предполагаемый Фронтальный горный разлом и сочленение его с флексурно-разломной зоной Баларуд, находящейся вблизи северной периклинали антиклинальной зоны Гурпи и представляющей собой крупноамплитудный надвиг. Обосновано развитие поднадвиговых антиклиналей и тектонически экранированных ловушек.

- Автором построены трехмерные структурно-геологические модели по двум основным продуктивным горизонтам; модели лито-фациального распределения, распределения пористости, плоскостей разломов. На основе трехмерных структурно-геологических моделей выделено 16

перспективных нефтегазоносных объектов, на одном из них, структуре Баларуд, пробурена поисковая скважина, открывшая нефтяное месторождение - более 2 млрд. баррелей нефти (150 млн.т).

- Автором установлена граница распространения двух генетических типов нефтей основных нефтегазоносных формаций асмари и сарвак. Нефти типа А заполняют ловушки зоны блока Лали вплоть до Фронтального горного разлома. Нефти типа В характерны для месторождений, расположенных юго-западнее в сторону центральной Предзагросской части Месопотамского прогиба. Прогноз миграции углеводородов от очагов генерации до ловушек выполнен автором. Пути миграции определены по структурному признаку.

#### **Практическая значимость:**

1. На основании комплексного анализа и обобщения представительного геолого-геофизического материала в целях увеличения вероятности нефтегеологического успеха обоснованы конкретные рекомендации по поиску участков развития улучшенных коллекторов в формациях асмари и сарвак в провинции Дезфул Имбеймент по блоку Лали.

2. На основе анализа и оценки ресурсной базы и степени геологического риска обоснованы наиболее перспективные для дальнейшего изучения объекты, даны рекомендации к программе геологоразведочных работ Национальной Иранской Нефтяной Компании. По рекомендациям автора была пробурена поисковая скважина на структуре Баларуд, открывшая новое нефтяное месторождение с геологическими запасами более 2 млрд. барр.

#### **Защищаемые положения:**

1. Перспективные объекты связаны с поднадвиговыми ловушками в формациях асмари и карбонатами группы банжестан пояса умеренной складчатости; литологическими ловушками, включая органогенные постройки верхнемеловой формации сарвак (группа банжестан).

2. Основные нефтегазогенерировавшие верхнеолигоценые глины пабдех и нижнемеловые глинистые карбонаты формации каждами в Предзагросском прогибе имели углеводородный потенциал, достаточный для заполнения ловушек.

3. По результатам трехмерного моделирования геологического строения блока Лали выполнена вероятностная оценка ресурсной базы, подготовлен анализ рисков, ранжирование объектов по степени риска и объему ресурсов углеводородов.

4. Обоснован оптимальный комплекс исследований, включающий специализированные съемки в зоне складчатости с ярко выраженным рельефом, позволяет выделить перспективные объекты легкими геофизическими и дистанционными методами в целях локализации

объектов под проведение высокоразрешающей сейсморазведки 3Д, что значительно сокращает затраты на проведение геологоразведочных работ.

**Степень достоверности** подтверждена комплексным характером исследований, выполненных автором, постановкой и успешным решением задач по систематизации и анализу геолого-геофизических данных предшествующих работ, их объёмом; формированием, переобработкой и использованием баз новых геолого-промысловых, геохимических и геофизических материалов, поэтапным осуществлением разноцелевого моделирования, особенно геологических и структурных объектов, вероятностной ресурсной оценкой нефтегазового потенциала региона.

**Апробация работы:**

1. Основные положения диссертации опубликованы в 5 печатных и 2 фондовых работах, в том числе 3 – в изданиях из Перечня ВАК.

2. Основные результаты исследований обсуждались и докладывались на научно-технических советах Национальной Иранской Нефтяной Компании, ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Лтд., на Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый потенциал карбонатных коллекторов. От геологии к разработке» в рамках нефтегазового инновационного форума OGIF и XVII Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

3. Результаты научных исследований автора были использованы Национальной Иранской Нефтяной Компанией при обосновании направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Предзагорском прогибе.

**Структура и объем работы.** Диссертация объемом 154 страницы состоит из введения, четырех глав, заключения, списка цитированной литературы из 116 источников. Работа иллюстрирована 56 рисунками, 2 фотографиями и 19 таблицами.

**Благодарности.** Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю д. г.-м. н., профессору В.Н. Макаревичу, оказавшему весомую помощь в подготовке диссертационного исследования, а также научным сотрудникам ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Лтд., ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», ФГУП «ВНИГРИ» за советы и поддержку.

Автор выражает уважение к светлой памяти первого научного руководителя д. г.-м. н. В.В. Пospelова, профессора кафедры геологии РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

### ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

Территория блока Лали расположена в пределах Центральной Предзагросской части складчатого борта Месопотамского краевого мегапрогиба (рисунок 1). В западной части блока на дневную поверхность выходят неоген-четвертичные отложения, а в восточной части, относящейся к Загросскому складчатому поясу, палеогеновые, меловые и юрские породы.

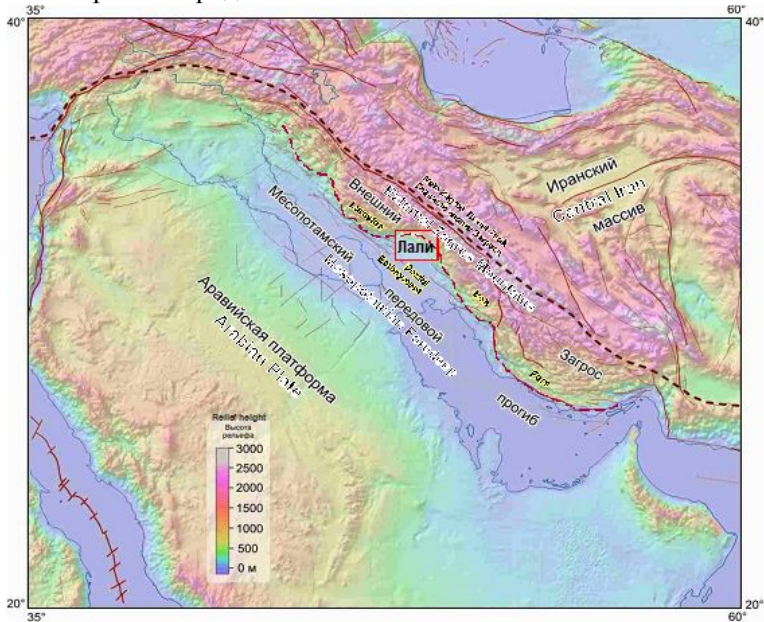


Рисунок 1. Географическое положение блока Лали

Геологическое строение провинции Дезфул Имбеймент определялось геодинамическими и седиментационными процессами образования геоструктуры нефтегазоносного бассейна Персидского залива и напрямую связано с глобальными перемещениями литосферных плит. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива приурочен к крупной асимметричной гетерогенной впадине.

Основными тектоническими элементами региона являются Аравийская плита и Месопотамский краевой прогиб, образовавшие платформенный и складчатый борта бассейна. Исследования подтвердили существование предполагавшегося ранее Фронтального горного разлома, а также субширотных разломов, контролирующих распространение крупных тектонических блоков – провинций орогена Загроса и прилегающего к нему пояса умеренной складчатости. Эти разломы имеют

трансформную (диагональную) направленность по отношению к простиранию горного сооружения. В геологическом строении Загроса принимают участие осадочные и метаморфические породы от докембрия до кайнозоя.

Докембрийские породы фундамента архейско-протерозойского возраста в регионе встречаются в горных цепях Сенендей-Сирян. Они представлены метаморфизованными осадочными разностями и гранитными интрузивами. Осадочный чехол сложен отложениями от венда (?) – кембрия до четвертичного возраста. Максимальная мощность в наиболее прогнутой части прогиба до 10-12 км, на пологом склоне Аравийской плиты в районах, примыкающих к Аравийско-Нубийскому щиту, она уменьшается до сотен метров и менее. Палеозойский разрез представлен отложениями кембрия, ордовика и перми. Пермские отложения залегают на поверхности ордовикского стратиграфического несогласия. Отложения кембрия и ордовика преимущественно песчано-глинистые, общая толщина более 3000 м. В пермском разрезе преобладают карбонатные разности, его толщина около 1000 м. В базальной части палеозоя залегают эвапоритовые (галитовые) отложения формации хормус. В эратеме отсутствуют отложения силура, девона и карбона (последние изредка идентифицируются). Мезозойские, палеогеновые и миоценовые отложения имеют в своем составе существенную карбонатную составляющую. В неоген-четвертичных отложениях преобладают терригенные разности, среди которых выделяется мощная эвапоритовая толща среднего миоцена мощностью до 1500 м. В отложениях других возрастов также присутствуют пластичные отложения эвапоритов, сыгравшие существенную роль в формировании современных структурных планов, поскольку с ними в первую очередь связаны уровни срывов литоформационных пластин. Это верхнетриасовая формация даштак, верхнеюрские – хитх и готния, миоцен-плиоценовая – гачсаран.

Осадочный комплекс состоит из палеозойско-мезозойских морских внутриплитных и перикратонных, преимущественно глинисто-карбонатных шельфовых формаций, а также кайнозойских орогенных молассовых формаций краевого прогиба. Осадочный чехол провинции Дезфул Имбеймент формировался на протяжении двух этапов (рисунок 2), включающих ряд циклов разных тектонических режимов: платформенный и континентальный рифтогенный этапы (PZ – K<sub>1</sub>); конвергентный (K<sub>2</sub> - P<sub>1</sub>) и коллизионный (N - Q) этапы.

Породы в обнажениях исследуемой части складчатого пояса Загрос от провинции Лурестан до провинции Фарс имеют возраст от раннеюрского до четвертичного времени. Стратиграфия этих районов является очень схожей, а главные отличия связаны с тектоническим



строением. В регионе скважинами вскрыты только верхи пермских отложений, сложенные карбонатными породами. В районе Лали скважины достигают лишь отложения меловой группы банжестан. Результаты изучения литофациальных особенностей и палеогеографических обстановок осадконакопления, существование в течение длительного времени (от мелового до неогенового) шельфовых и лагунных водоемов на большей части рассматриваемого региона свидетельствует о компенсированном седиментогенезе.

Накопление больших объемов отложений в морских, преимущественно мелководных субтропических условиях, благоприятное распределение и сочетание в разрезе нефтематеринских свит и мощных коллекторских толщ известняков с хорошей пористостью, а также региональных мощных глинистых и эвапоритовых пород-покрышек, создало высокоперспективные условия для последующей генерации, миграции, аккумуляции и сохранения огромных скоплений углеводородов.

В структурном плане блок Лали можно уверенно разбить на три зоны. Размеры структур, их форма (геометрия) и стиль складок меняются с юго-запада (равнинная часть) на северо-восток в связи с усилением интенсивности деформации.

Формирование первой северо-восточной зоны началось ранее всех остальных в пределах провинции Дезфул в части блока Лали с момента активизации Фронтальной флексуры орогена. Активное смятие и раздавливание верхней части чехла непосредственно перед Фронтальной флексурой орогена выражается в образовании крупных межнадвиговых антиклиналей, с которыми и связаны основные потенциальные нефтегазоносные структуры.

Вторая (Центральная) продольная зона расположена в области относительно умеренных деформаций передового прогиба. Эта зона представляет собой результат срыва по поверхности верхнеюрских эвапоритов крупной чешуи мел-палеогеновых отложений, которая формировалась в результате дальнейшего распространения деформаций на юго-запад в сторону передового прогиба. Зона имеет сложное внутреннее строение, в котором элементы правой кулисности сочетаются с высокоамплитудными надразломными антиклиналями, осложненными многочисленными оперяющими разрывами в сводовых частях, в том числе и ретронадвигами.

Возникновение третьей (юго-западной) самой молодой зоны генерации структур, произошло не ранее плейстоценового времени и связано с активностью уже в целом сформированной тогда Центральной зоны структурообразования. Фронтальные антиклинали относительно пологие и малоамплитудные, и не осложнены многочисленными

оперяющими разломами. Особенностью этой зоны является ярко выраженное кулисное строение. Три ее главных сегмента отчетливо разобщены между собой, образуя вместе с тем единую в генетическом плане систему деформаций.

## **ГЛАВА 2. МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЛОКА ЛАЛИ**

Исламская Республика Иран является одной из ведущих нефтедобывающих стран мира с доказанными запасами нефти 137,49 млрд. барр. Нефтяные месторождения Ирана относятся к 24 крупнейшим мира с запасами: Ахваз – 17, Марун – 16, Гашаран – 15, Агаджари – 14 млрд. барр.

Крупные нефтяные месторождения внутреннего (складчатого) борта объединяются в Загросский (месторождения Агаджари, Гашаран и др.) и Эрбильский (иракское месторождение Киркук и др.) ареалы зон нефтегазонакопления, охватывающие частично восточный борт Месопотамского прогиба и внешнюю зону Загроса. Зоны нефтегазонакопления этих ареалов представляют собой узкие антиклинальные пояса, простирающие которых соответствует господствующему северо-западному простиранию системы Загрос.

Основной генерирующей углеводороды толщей в Загросе являются глинистые сланцы нижнемеловой формации каждуми и ее возрастного аналога - формации гарау. Содержание органического вещества достигает 12%. Нефти, генерированные формацией каждуми, характеризуются высоким содержанием серы, тогда как нефти, связываемые с формацией гарау, малосернистые. Верхнемеловые, богатые органическими соединениями сланцы гурпи также считаются источником углеводородов. Общее содержание органического вещества в них составляет 6,9 %. Определенным генерационным потенциалом обладают и глины эоцен-палеоэоценовой свиты пабдех. Основными газогенерирующими толщами считаются глины раннего палеозоя. Регионально продуктивные горизонты связаны с отложениями миоцена (нижний фарс), олигоцен-нижнего миоцена (асмари), эоцена и мела (неоком, альб, сеноман-турон), юры (араб) и триаса. Коллекторами в этих стратиграфических подразделениях являются карбонатные породы.

Основные выявленные запасы нефти приурочены к карбонатной толще асмари. Коллекторы представлены трещиноватыми известняками, доломитами и песчаниками. Строение толщи неоднородно: в одних местах она представлена фораминиферовыми мелкозернистыми известняками с небольшой первичной пористостью, в других - рифовыми известняками со значительной первичной пористостью и проницаемостью. Местами толща асмари содержит прослои ангидритов и соли. Общая толщина карбонатной толщи асмари составляет 300-400 м, достигает 500-800 м. Глубина залегания колеблется от 1200 до 3200 м.

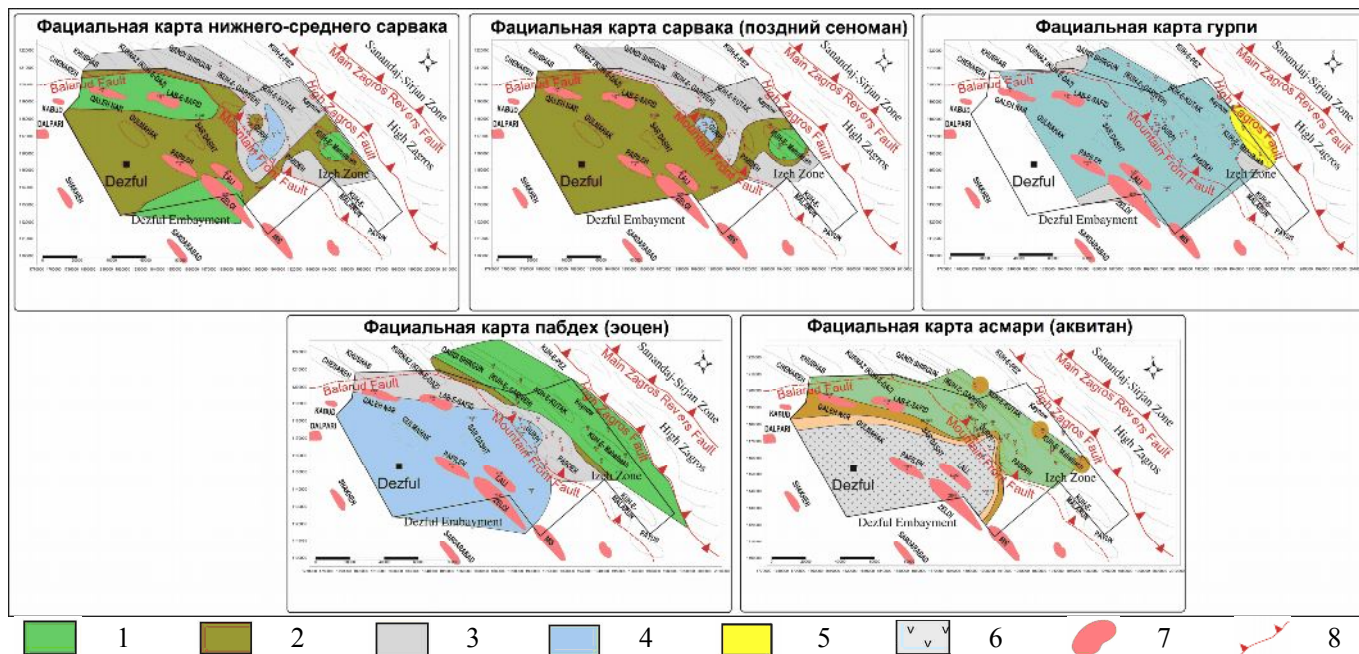


Рисунок 2. Палеогеографические обстановки накопления осадочных отложений в исследуемом районе – блоке Лали

1 – мелководная внутренняя платформа; 2 – шельф; 3 – уклон; 4 – бассейн; 5 – тарбур; 6 – эвапориты; 7 – месторождение; 8 – разлом.

Пористость известняков обычно небольшая, от 5 до 10%, редко достигая 20%. Значения проницаемости достигают примерно 30 мД. Эффективная проницаемость, порой достигает нескольких Дарси.

Коллекторские свойства толщи асмари зависят от трещиноватости, а также диагенеза и замещения кальцитового цемента ангидритовым. По промысловым данным средневзвешенная пористость продуктивных коллекторов варьирует от 2 до 10%. Наличие поглощений и нефтегазопроявлений в процессе бурения, а также гидродинамические исследования скважин показывают присутствие высокопроницаемых коллекторов. Именно наличие трещин независимо от их происхождения, по мнению некоторых исследователей, объясняет высокую продуктивность пластов-коллекторов асмари, причем частота и размеры трещин целиком определяют продуктивность зон. Сети трещин разделяют известняки на блоки различных размеров. Из пор этих блоков углеводороды легко переходят в свободно текущие в трещинах потоки, посредством которых осуществляется миграция на глубину и латерально. Таким образом, миграция микроневфти, образования скоплений макроневфти и возможность ее добычи обусловлены трещиноватостью известняков асмари.

Примерно 90% всей нефтедобычи в поясе складок Загрос производятся из коллекторов толщи асмари. Залежи в толще асмари характеризуются высокими дебитами. Начальные дебиты скважин составляют 1000-2000 т/сут., нередко достигая 2500-3000 т/сут.

Пористость карбонатов верхнемеловой группы банжестан (формации илам и сарвак) изменяется от 4 до 25%. Максимальные значения пористости наблюдаются в рифовых фациях. Продуктивность коллекторов во многом связана с развитием вертикальной трещиноватости и диагенетическими процессами. В месторождениях Ахваз, Биби Хакимех, Бинак, Гачсаран, Марун, Рамшир и Раг-э-Сафид нефть добывается из коллекторов формации сарвак. Трещиноватые верхнемеловые карбонаты илам также считаются потенциальными коллекторами. Также регионально продуктивными являются карбонатные породы нижнемеловой группы кхами, которые насыщены, в основном, легкой нефтью, конденсатом и газом (месторождениях провинции Кужестан). Газонасыщенными являются коллекторы пермско-триасового комплекса.

Региональной покрывкой для нефтяных залежей формации асмари выступает мощная толща эвапоритов свиты гачсаран (толщина - от 600 до 1200 м); для ловушек в карбонатах группы банжестан (сарвак) - глины гурпи и глинистые карбонаты илам; для карбонатов группы кхами - глинистые сланцы формаций гарау, гадван и каждуми. Нижнеюрские глины являются покрывкой для пермско-триасовых коллекторов.



Геологические запасы нефти наиболее крупных из них составляют: Калех Нар - 350 млн. т, Лали - 330 млн. т и Лаб-э-Сафид - 210 млн. т.

Основными объектами изучения блока Лали являются олигоцен-раннемиоценовые карбонатные отложения, верхнемеловые (сеномантуронские) карбонаты, и отложения аптского яруса (нижнего мела), юрской и триасовой систем и перекрывающие их породы.

Выделение пород-покрышек осуществлялось по анализу данных материалов комплекса ГИС с учетом толщин покрышек. Различные условия осадконакопления карбонатных и терригенно-карбонатных разностей блока Лали, сложное строение покрышек, которое обусловлено неравномерным переслаиванием мергелей и аргиллитов доломитизированных и частично ангидритовых, глинистых известняков плотных, иногда мелоподобных, наличие трещиноватости и повышенного уровня естественной радиоактивности, природа которого не однозначна, затрудняют оценку экранирующих свойств пород-покрышек и выделение интервалов их распространения.

### **ГЛАВА 3. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕЙ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА**

Основной задачей геохимических исследований было изучение геохимических характеристик нефтей и нефтепроизводящего потенциала формаций; типизация нефтей в целях определения потенциальных очагов генерации для различных нефтегазоносных комплексов, степени зрелости материнских пород и установление путей миграции УВ. В стратиграфическом диапазоне предполагаемые нефтегазоматеринские породы были обнаружены в основном в формациях пабдех (48 %) и каждуди (26 %) и в меньшей степени – гурпи (13 %), сургах (9 %), гарау (4 %). В целом породы формации каждуди, по сравнению с породами формации пабдех, в фациальном отношении находятся ближе к открытому морю. В свою очередь, породы из формации пабдех делятся на два типа. К первому типу относятся образцы пород, источником УВ которых, в основном, является ОВ прибрежно-дельтовых фаций (континентальное происхождение). Ко второму типу относятся образцы пород, для которых источником ОВ является мелководное морское ОВ. Таким образом, ОВ изучаемых нефтегазоматеринских пород имеет смешанный характер. В ОВ значительную роль играет континентальная составляющая, которая убывает от молодых к более древним отложениям. При переходе от формации асмари к формации каждуди происходит смена типа содержащегося в них ОВ от прибрежно-дельтового до мелководно-морского. ОВ формации каждуди характеризуется большей степенью преобразованности, чем формации пабдех. Содержание органического углерода в предполагаемых нефтегазоматеринских породах в среднем

равно 1,29 % масс. (колебания в пределах 0,18-3,37 % масс.). Однако данные Rock-Eval анализа вносят коррективы в эту оценку качества этих нефтегазоматеринских пород - несмотря на высокое содержание органического углерода (3,37 % масс.), его нельзя отнести к нефтегазоматеринской породе. В формации пабдех к «очень хорошим» нефтегазоматеринским породам относятся глинистые сланцы, которые содержат 2,11-2,27 % масс. органического углерода, имеют водородный индекс 296-393 мг УВ / г  $C_{орг}$  и генерационный потенциал 6,48-8,69 мг УВ / г породы. ОВ в них относится к смешанному типу (II – 40-60 %, III – 60-40 %). Таким образом, глинистые сланцы формаций пабдех и каждую являются основными нефтегазоматеринскими породами в отложениях блока Лали.

Основной задачей при изучении нефтей было выделение различных типов по их генезису. Определены источники с более высокой карбонатной составляющей (формация каждую, нефти типа А) и меньшей карбонатной составляющей с большим содержанием континентального ОВ (формация пабдех, нефти типа В). По результатам проведенного факторного анализа состава нефтей формаций асмари и сарвак в пределах блока Лали и сопредельных территорий выделены два генетических типа А и В. Распространение нефтей типов А и В на исследуемой территории имеют определенную закономерность. Чем дальше от фронтальной части Загросских гор, тем меньше присутствие континентальной составляющей в составе нефтей, нефти становятся морскими.

Базируясь на полученных закономерностях, следует заключить, что формирование разнотипных нефтей обязано своим происхождением таймингу, т.е. синхронности попадания определенных нефтематеринских толщ в главную зону нефтеобразования и времени формирования структур. Так, ко времени формирования структур первой и второй зон, в нефтяном окне находились нефтематеринские породы формации каждую. Они характеризуются преимущественно третьим типом органического вещества. Поэтому нефти месторождений этой зоны относятся к типу А. Структуры самой молодой третьей (юго-западной) зоны начали формироваться, когда нефтематеринские породы вышележащей формации пабдех не только попали в нефтяное окно, но и находились на достаточно зрелой стадии. Породы формации пабдех характеризуются преимущественно вторым типом органического вещества. Поэтому нефти месторождений этой зоны относятся к типу В, и, как отмечено их катагенная зрелость выше, чем в нефтях типа А. Не исключено, что нефтематеринские породы формации пабдех, попав в главную зону нефтеобразования, продолжали дозаполнять и ранее сформированные ловушки первой и центральной структурных зон блока Лали, что

подтверждается смешанным составом нефтей А (как описано выше – генерированные морским органическим веществом с существенной примесью континентальной составляющей). Вероятно поэтому, не удалось установить четкую зональность по распределению нефтяных и газовых месторождений, как по структурным зонам, так и по разрезу. Нефтяные залежи (данные по испытаниям) с высокими дебитами установлены на глубинах от 1198 м (Лали) до 4507 м (Паланган), газовые залежи – от 3420 м (Калех Нар) до 4800 м (Карун).

На основе полученных данных в пределах площади распространения нефтей между нефтями типов А и В проведена граница, которая позволяет оценивать по геохимическим критериям более и менее перспективные участки. Эта граница проходит юго-западнее центральной тектонической зоны блока, т.е. фактически оконтуривает центральную зону (рисунок 4).

Учитывая характеристики исходного для нефти органического вещества, в пределах блока Лали более перспективной с позиций возможности образования жидких УВ является его юго-западная часть, т.е. третья структурная зона. Кроме того, геохимические исследования доказывают отсутствие перетоков УВ из формации сарвак (группа банжестан) в вышележащие коллекторы формации асмари.

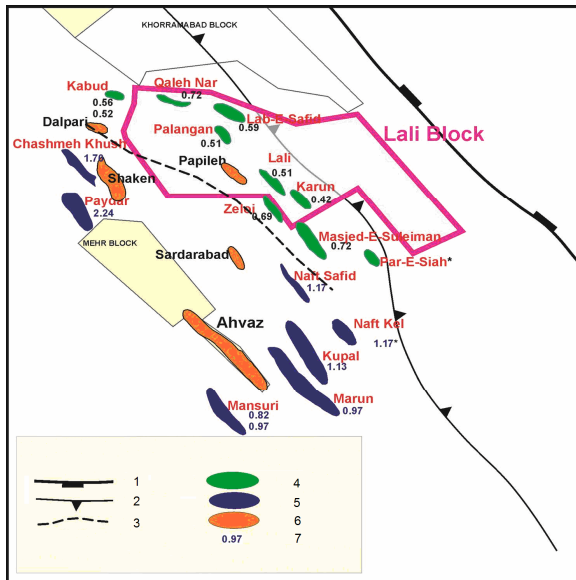


Рисунок 4.

Схема размещения нефтей формации асмари типа А и В

1 – границы тектонических элементов I-го порядка; 2 – границы тектонических элементов II-го порядка; 3 – уточненная граница между месторождениями двух типов нефтей; 4 – месторождения нефти типа А ( $C_{29}/C_{30} < 0,75$ ); 5 – месторождения нефти типа В ( $C_{29}/C_{30} > 0,75$ ); 6 – месторождения нефти неопределенного типа; 7 – данные по Santos, 2002.



#### **ГЛАВА 4. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ И ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ИХ РЕСУРСОВ НА ОСНОВЕ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Формирование представлений о современной структуре осадочного чехла блока Лали базировалось на комплексном анализе и обобщении всего объема геолого-геофизической информации, полученной по данным бурения, сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки, электроразведки - КМТЗ, полевых геологических съемок и материалов дешифрирования космических снимков. Широко использовались компьютерные средства интерпретации, анализа и графических построений. Были созданы структурные модели выделенных перспективных ловушек и структурная трехмерная геологическая модель блока Лали на основе материалов сейсмогеологической интерпретации профилей 2D-съемки.

Результаты исследований позволяют сделать вывод, что своеобразие структурного плана блока Лали в основном определялось следующими факторами: высокой реологической изменчивостью комплексов пород осадочного чехла; формированием субширотных оперяющих разломов трансформной ориентации, векторы сжатия и горизонтального смещения которых направлены под острым углом к северо-западному простиранию осевой линии орогена; последовательным снижением тектонической напряженности и интенсивности импульсов сжатия в сторону передового прогиба и, как следствие, уменьшением в этом же направлении амплитуд деформаций осадочных комплексов; существенным влиянием тектонических процессов, связанных с формированием в северо-западной части блока крупной диагональной к орогену флексурно-разломной зоны Баларуд.

При создании трехмерной геологической модели в равнинной части блока Лали были использованы все данные сейсморазведки 2D, сейсмофациального анализа, интерпретации материалов ГИС.

Основной задачей сейсмической интерпретации являлось выявление перспективных объектов в отложениях формаций асмари и банжестан на основе структурных построений, палеоструктурных и сейсмофациальных исследований (рисунок 5).

Для решения задачи построены структурные карты масштаба 1:200000 по основным отражающим горизонтам меловых и палеоген-неогеновых отложений: подошва гарау, кровля сарвак, кровля банжестан (илам), кровля гурпи, кровля асмари, кровля гачсаран. Блок Лали осложнен системой нарушений, связанных с различными фазами тектоногенеза. имеющих сложное сдвигово-надвиговое строение. Поэтому для

построения структурных моделей и 3D сеток были созданы модели разломов.

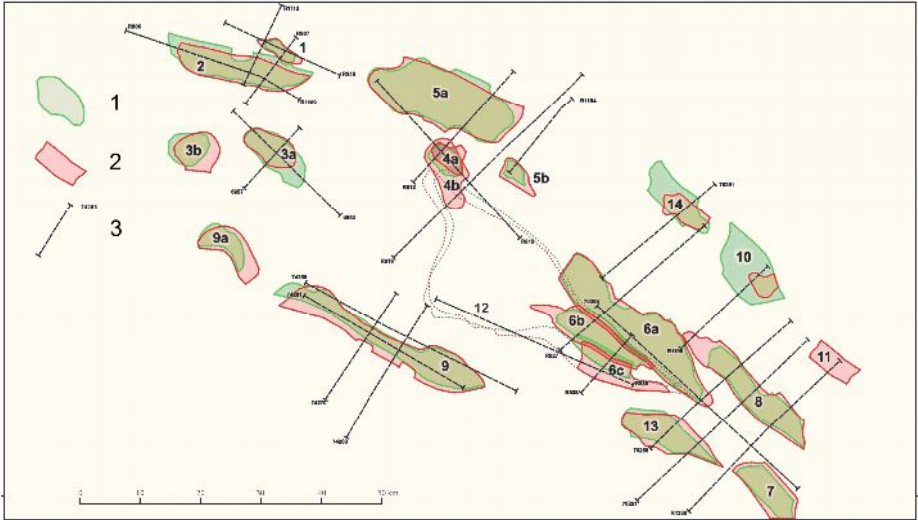


Рисунок 5. Схематическая карта выявленных перспективных объектов в отложениях формаций асмари и банжестан (илам) на основе структурных построений, палеоструктурных и сейсмофациальных исследований 1 – кровля илама; 2 – кровля асмари; 3 – сейсмические профили. Цифры на карте – перспективы: 1 – Баларуд, 2 – Калех Нар, 3 – Голмахак, 4 – Паланган, 5 – Лаб-э-Сафид, 6 – Лали, 7 – Мажед-э-Сулейман, 8 – Карун, 9 – Куханак, 10 – Камаршан, 11 – Деж, 12 – Папилех, 13 – Зелои, 14 – Сурх.

Трёхмерная модель разломов состоит из поверхностей тектонических нарушений, определяющих вертикальный размер модели разломов и линий их пересечения со структурными поверхностями. В модель включались только крупные, уверенно выделяющиеся на структурных поверхностях разломы, со значительными амплитудами смещения и прослеживающиеся по нескольким стратиграфическим горизонтам. Всего было выделено для моделирования двадцать нарушений: десять в верхнемеловых отложениях (под поверхностью нижнего несогласия), и десять в палеогеновых отложениях (прослеживающихся под поверхностью верхнего несогласия).

После чего строился структурный каркас модели на основе структурных поверхностей по данным интерпретации сейсмических исследований 2D и модели разломов. Все остальные трехмерные модели созданы на основе этого куба структурного каркаса. Используя опцию Data

filtering, поверхности разломов и структурные поверхности, автором были получены поверхности с точками неопределенности вблизи поверхности разломов.

В результате построены трехмерные модели распределения фациальных зон, параметра литологии, пространственного распределения пористости. На этой основе проведено построение структурных трехмерных моделей для выделенных перспективных объектов (рисунок 6).

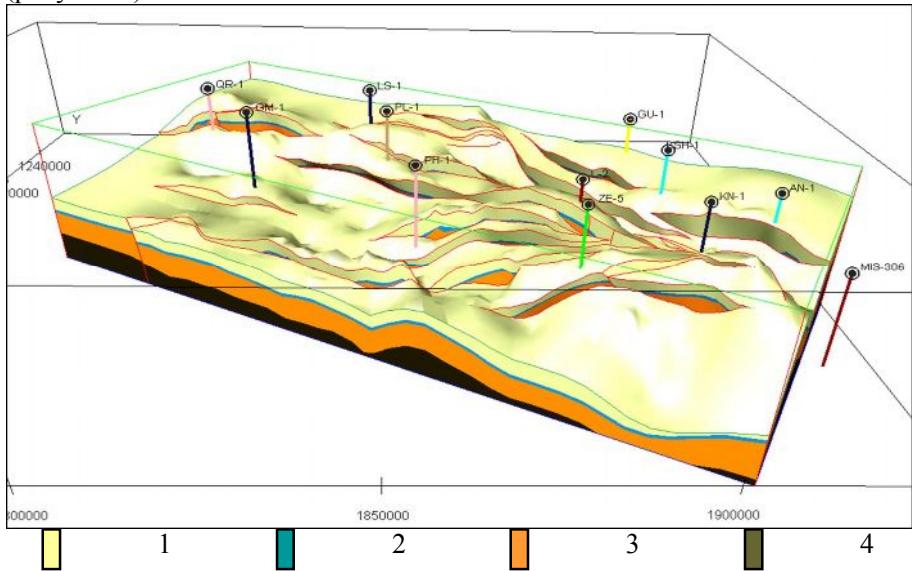


Рисунок 6. Структурная модель блока Лали

Формации: 1 – асмари; 2 – гурпи; 3 – илам + сарвак; 4 – юрские отложения.

На территории блока Лали выделяются перспективные объекты следующих типов: *наднадвиговые* в антиклиналях выжимания висячих крыльев разрывных структур, обычно частично ограниченные ими с юго-запада, а с других сторон ограниченные первой замкнутой стратозигогипсой продуктивного слоя; *поднадвиговые* в лежащих крыльях разрывов, ограничивающих их обычно с северо-востока, в антиклиналях смятия перед крупными разломами; *межнадвиговые* (смешанного типа, ограниченные разломами с двух или более сторон).

Кроме того, использование материалов сейсморазведки, бурения, полевых геолого-съемочных работ, геохимических исследований позволило создать региональную трехмерную модель геологического строения блока, оценить вероятностное распределение пористости,

выделить 16 возможных перспективных объектов, предоставило возможность выполнить ранжирование выявленных сейсморазведкой локальных объектов по степени их перспективности на открытие нефтяных залежей и рассчитать их ресурсы.

Таким образом, в результате выполненных структурных построений:

1) уточнена структурная позиция, внутреннее строение и размеры многих из известных нефтегазоносных структур, таких как Калех Нар (объект 2), Паланган (объект 4а), Лаб-э-Сафид (объект 5а), Лали (объект 6а), Карун (объект 8), Зелои (объект 13);

2) выявлены области значительного перекрытия по разломам над- и поднадвиговых структур, в которых возможны скопления углеводородов. Особенно ярко это отмечается на структуре 4, где выделен значительный по площади новый объект 4b;

3) уточнена конфигурация объектов 8, 13, а также 6 и 7, как антиклинальных поднятий, в пределах которых ожидается наибольшая продуктивность;

4) выявлены дополнительные перспективные объекты, входящие в парагенезис названных структур, такие как Баларуд (объект 1) в наднадвиговой части структуры Калех Нар, объект 5b, продолжающий на юго-восток крупную междвиговую антиклиналь Лаб-э-Сафид, и объекты 6b и 6с, осложняющие структуру Лали. Область развития последних объектов является одной из наиболее перспективных в блоке;

5) выявлен ряд новых ловушек в областях блока Лали еще не опробованных в достаточной степени бурением: в пределах юго-западной слабо эродированной области, а также на северо-востоке в непосредственной близости от зоны Фронтального надвига. Так, в пределах структуры Голмахак выделены два обособленных куполообразных наднадвиговых поднятия. При этом скважина GM-1 оказалась пробурена практически за пределами объекта 3а. Это же относится и к структуре Зелои (объект 13), где разбурена далеко не самая приподнятая часть перспективного блока;

6) выделена не опробованная бурением крупная по площади и амплитуде структура Куханак (объекты 9а и 9b). Для уточнения ее конфигурации пока объем сейсмической информации недостаточен;

7) на северо-востоке блока Лали выявлены новые объекты 11 и 14, из которых более перспективным представляется последний, вследствие большей мощности экранирующей толщи эвапоритов формации гачсаран, меньшей степени деформированности, а также отчетливее выраженной антиклинальной формы.

Используя, таким образом, нетрадиционную методику оценки ресурсов, было получено достаточное количество данных для статистического анализа.

Оценка начальных ресурсов выделенных перспективных объектов может быть выполнена только вероятностным методом, так как ни по одному из объектов не существует достаточного количества данных для «традиционного» подсчёта ресурсов. Оценка начальных ресурсов осуществлялась через модель RMS Uncertainty, позволяющую варьировать исходные параметры алгоритмов и получать представительный ансамбль реализаций модели, отражающий ключевые неопределённости. При оценке ресурсов по каждому перспективному объекту были использованы следующие многовариантные данные:

1) Модель литологии по трем основным реализациям для каждого типа коллектора с низким, базовым и максимальным содержанием коллекторов.

2) Модель пористости (девять основных реализаций параметра пористости с низким, средним и максимальным значениями средней пористости для каждого типа коллектора, построенные для трёх базовых реализаций литологической модели).

3) Три (минимальное, среднее и максимальное) значения начальной водонасыщенности выше флюидных контактов.

4) Три значения газожидкостных контактов, соответствующие принятому стандартному 30, 70 и 100 процентному заполнению ловушки.

Для выбора минимальных, средних и максимальных значений при вероятностной оценке ресурсов строились гистограммы распределения водонасыщенности по скважинам месторождений аналогов. Гистограммы построены только для коллекторов порового типа, а для коллекторов смешанного типа данные брались из обработки и практически все равны  $0.1 \pm 0.5$ . Таким образом, для многовариантного моделирования были использованы четыре ключевых параметра, каждый из которых был представлен тремя значениями (минимальное, наиболее вероятное и максимальное). Для этих параметров методом The Level Full Factorial была построена матрица эксперимента, в соответствии с которой была построена 81 реализация модели. Данный ансамбль реализаций модели охватывает все ключевые неопределённости и является достаточно представительным.

По результатам оценки начальных ресурсов нефти и газа для ансамбля реализаций были рассчитаны распределения начальных и извлекаемых ресурсов для каждого перспективного объекта.

Всего оценено шестнадцать перспективных объектов в отложениях асмари и банжестана блока Лали. В формации асмари семь объектов (1, 3а,

4b, 5b, 9, 11 и 14) оценены как нефтяные, объект 6с - как нефтяной с газовой шапкой. В группе формаций банжестан четыре объекта оценены как нефтяные (3а, 6с, 9 и 14) и три объекта – газовые (1, 5b, 6с, 11). Ресурсы углеводородов оценены как прогнозные по категории Д<sub>1</sub> по следующим критериям, согласно классификации оценки ресурсов:

- предполагаемые залежи выделены в литолого-стратиграфических комплексах с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах оцениваемых крупных структур 1-го порядка;

- границы категорий ресурсов охватывают ловушки: подготовленные к бурению, выявленные по геологическим и геофизическим данным и территории, расположенные рядом с хорошо изученными (эталонными) территориями.

В Исламской Республике Иран выделяют две основные категории ресурсов нефти и газа: А – первичные; В – вторичные. Первичные соответствуют категориям А, В и С, вторичные – категории Д. Ресурсы углеводородов оценены как прогнозные по категории Д<sub>1</sub> по следующим критериям, согласно классификации оценки ресурсов:

- предполагаемые залежи выделены в литолого-стратиграфических комплексах с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах оцениваемых крупных структур 1-го порядка;

- количественная оценка основывается на результатах геофизических и геохимических исследований и аналогии с изученными залежами в тех же комплексах, в пределах оцениваемой структуры 1-го порядка.

Проведено определение достоверности количественной оценки ресурсов. При оценке геологических рисков использовался метод распределения анализируемых геологических компонентов по двум основным категориям: нефтегазоносный комплекс и перспективный объект. Определяются высокая (низкий уровень риска), средняя (умеренный уровень риска) и низкая (высокий уровень риска) категории вероятности. Предложенные количественные ориентиры имеют следующие вероятности успеха для отдельных компонентов: 1,0 – наверняка; 0,8 – очень вероятно; 0,6 – вероятно; 0,4 – возможно; 0,2 – маловероятно; 0 – невозможно.

Из двадцати перспективных объектов, выделенных по результатам интерпретации сейсморазведочных материалов в отложениях формации асмари и группы формаций банжестан, для оценки ресурсов было выбрано восемь объектов по кровле формации асмари и восемь объектов по группе формаций банжестан. Для каждого объекта оценки ресурсов определены границы моделирования и создана своя структурная модель. По всем выделенным объектам были рассчитаны УВ ресурсы по кубу с

использованием программного обеспечения Roxar через модель RMSuncertainty (таблица 1).

В равнинной части блока Лали на основе анализа оценки ресурсной базы и оценки степени геологического риска выделены наиболее перспективные для дальнейшего изучения структуры и объекты.

Таблица 1

Суммарные ресурсы по блоку Лали по результатам вероятностной оценки начальных ресурсов по объектам  
(сумма по всем выделенным объектам блока Лали)

| Показатели   | Вариант    |             |             |
|--|------------|-------------|-------------|
|  | P90        | P50         | P10         |
| Геометрический объем коллектора, м <sup>3</sup>      | 1255895872 | 14443835665 | 37665781593 |
| Поровый объем коллектора, м <sup>3</sup>             | 50004711   | 771539824   | 2517612170  |
| Объем нефти в пластовых условиях, м <sup>3</sup>     | 33738593   | 544955683   | 1870860019  |
| Объем нефти в поверхностных условиях, м <sup>3</sup> | 22951424   | 370690606   | 1272693879  |
| Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>                   | 0,847      | 0,847       | 0,847       |
| Геологические ресурсы нефти, млн. т                  | 19,440     | 313,975     | 1077,972    |
| Извлекаемые ресурсы нефти, млн. т                    | 3,888      | 62,795      | 215,594     |

**В результате проведенного исследования сделаны следующие выводы:**

- Перспективные объекты связаны с поднадвиговыми ловушками в формациях асмари и карбонатов группы банжестан пояса умеренной складчатости и межнадвиговые антиклинали, образованные в процессе активного смятия верхней части чехла непосредственно перед Разломом Высокого Загроса. Литологические ловушки, включая органогенные постройки верхнемеловой формации сарвак, также рассматриваются как приоритетные потенциальные нефтегазоносные объекты. Рекомендуется проведение высокоразрешающей 3Д сейсмоки для выделения таких объектов в комплексе с построением литофациального распределения с учетом палеогеографической обстановки района работ.

- Основные и сопутствующие нефтегазогенерировавшие отложения в Предзагросском прогибе имели потенциал, достаточный для заполнения ловушек. Результатами проведенных геохимических исследований подтверждены и уточнены характеристики и потенциалы основных нефтематеринских толщ, а именно формации каждами и ее литостратиграфического аналога - формации гарау, формации гурпи, формации пабдех. К сопутствующим УВ, генерированным осадочными

образованиями, следует относить также богатые органикой отложения в составе нефтегазосодержащих формаций.

- На основе данных сейсморазведки, бурения, полевых геолого-съемочных работ, геохимических исследований создана региональная трехмерная модель геологического строения блока Лали с вероятностными оценками надежности выделенных ловушек, выполнено их ранжирование по степени нефтегазоперспективности и рассчитаны вероятные ресурсы.

- Применение широкого спектра целенаправленных исследований, включающих специализированные съемки (геологические, дистанционные, методы потенциальных полей), сейсморазведку, скважинные методы (исследования ядра, ИП, ГИС), лабораторные исследования, современные методы обработки информации, обеспечило решение поставленных задач на оптимально достоверном уровне. Обоснована рациональность использования данного комплекса.

### **Список публикаций по теме диссертации**

1. Макаревич В.Н., Нехаев А.А. Литолого-стратиграфические особенности и палеогеографические условия седиментации осадочного чехла провинции Dezful (Иран) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/45\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/45_2012.pdf). - 9с.

2. Нехаев А.А. Тектоническое строение и геодинамическая модель формирования центральной части Месопотамского мегапрогиба провинции Дезфул // Разведка и охрана недр. - 2013. - №1. - С. 28-33.

3. Нехаев А.А. Нефтегазоносность блока Лали в Месопотамском краевом мегапрогибе на юго-западе Ирана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2013. - Т.8. - 2. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/22\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2013.pdf). - 17 с.

4. Нехаев А.А. Литолого-стратиграфическая характеристика карбонатных отложений нефтегазоперспективного блока LALI (Иран) / Тезисы докладов Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый потенциал карбонатных коллекторов. От геологии к разработке» в рамках нефтегазового инновационного форума OGIF - Ижевск, 2012. – С. 7.

5. Нехаев А.А. Выявление структурно-тектонических критериев нефтегазоносности на базе полевых исследований блока «Лали» (провинция Дезфул, Иран) / Доклад на XVII Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», 1-5 апреля 2013 г. – С. 311-313.