

На правах рукописи

**АБДУЛЛА ИМАД АДНАН НОМАН**

**Геологическое строение и особенности нефтегазоносности формации  
Кишн на основе комплексирования геолого-геофизических данных (на  
примере нефтяного месторождения Шариуф)**

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

Диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Москва, 2022

Работа выполнена в департаменте недропользования и нефтегазового дела инженерной академии федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский университет дружбы народов» (РУДН).

**Научный руководитель:**

доктор геолого-минералогических наук, профессор  
департамента недропользования и нефтегазового  
дела инженерной академии Российского  
университета дружбы народов (РУДН)

**Страхов Павел Николаевич**

**Официальные оппоненты:**

доктор геолого-минералогических наук, доцент,  
заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и  
газа факультет РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.  
Губкина **Хафизов Сергей Фаизович,**

доктор технических наук, эксперт отдел ООО  
"Газпром ВНИИГАЗ"

**Крылов Дмитрий Николаевич,**

кандидат геолого-минералогических наук, директор  
ЗАО «МиМГО»

**Гаврилов Сергей Сергеевич**

Защита состоится «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г. в 15:00 часов на заседании диссертационного совета ПДС 2022.008 в Российском университете дружбы народов» (РУДН) по адресу: г. Москва, ул. Орджоникидзе, д.3.

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке Российского университета дружбы народов по адресу: 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6

Электронная версия диссертации, автореферат и объявление о защите диссертации размещены на официальном сайте Высшей аттестационной комиссии при Министерстве образования и науки РФ (<http://vak.ed.gov.ru/>) и на сайте <https://www.rudn.ru/science/dissovet>

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета, ПДС 2022.008

кандидат геолого-минералогических наук

А.Е. Котельников

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

В настоящее время в связи с истощением запасов большинства месторождений нефти и газа, расположенных на территории Республики Йемен, необходима детализация их геологического строения. Дополнительная информация о строении продуктивных отложений, полученная в ходе проведения доразведки разрабатываемых залежей углеводородов, способствует повышению эффективности освоения остаточных запасов.

Моделирование залежей углеводородов на основе совместного изучения результатов геологических, промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС) и материалов сейсморазведки позволяет выявить и проанализировать неоднородности строения продуктивных отложений, а также уточнить строение залежей углеводородов, что позволило построить детальную геологические модели по разрабатываемым залежам.

### **Степень разработанности темы**

Трёхмерное геологическое моделирование нефтяных и нефтегазовых месторождений представляет собой надёжный инструмент для повышения эффективности освоения нефтяных залежей. С её помощью можно изучать и осваивать сложные геологические нефтегазоносные объекты, характеризующиеся существенной неоднородностью. Методы трёхмерного структурного, фациального и петрофизического моделирования применялись многими авторами в различных бассейнах по всему миру, например: Abdelmaksoud, 2019; Abdelwahhab, 2020; Ali, 2020; Naque, 2016; Islam, 2020; Okoli, 2021; Oyeyemi, 2019; Qadri, 2019; Soleimani, 2017).

**Цель работы:** Изучение геологического строения, на основании которого повысить эффективность освоения залежей формации Кишн месторождения Шариуф, выполненного в результате комплексирования геолого-геофизических данных и построения цифровых моделей 3Д.

### **Основные задачи исследования**

1. Актуализировать структурные планы целевых горизонтов и выявить дизъюнктивные нарушения исследуемой территории на основании комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных.
2. Сформировать базу данных.
3. Провести обработку результатов геофизических исследований скважин (ГИС) для дальнейшего моделирования. Изучить литолого-петрофизические характеристики продуктивных пластов (литогенетические

типы, коэффициенты глинистости, пористости и нефтенасыщенности) как по стволу скважин, так и по латерали.

4. Построить схемы фациальной зональностей целевых пластов месторождения Шариуф на основании анализа ГИС-фаций.

5. Выполнить трёхмерное моделирование 3Д нефтяных пластов месторождения Шариуф на основании комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения.

6. Оценить запасы углеводородов месторождения Шариуф.

7. Выявить перспективные участки для дальнейших поисков и разведки залежей нефти.

8. Разработать рекомендации для проведения дополнительных геологоразведочных работ.

**Объект исследования:** нефтяного месторождения Шариуф.

**Предмет исследования:** подсчёт запасов углеводородов и оценка перспектив нефтегазоносности формации Кишн.

**Научная новизна исследования:**

1. На основании детального анализа данных сейсморазведки впервые выявлены закартированы и выполнен анализ дизъюнктивных нарушений и обоснован блоковый характер строения месторождения Шариуф.

2. Впервые для данного месторождения построены схемы особенностей изменений условий осадконакопления продуктивных пластов на основании анализа ГИС-фаций формации Кишн месторождения Шариуф.

3. Уточнены основные литолого-петрофизические параметры коллекторов формации Кишн.

4. Актуализированы детальные трехмерные геолого-статистические модели залежей месторождения Шариуф на основе детального изучения геологического строения продуктивных отложений месторождения Шариуф.

5. Актуализирована оценка запасов нефти залежей месторождения Шариуф.

**Теоретическая ценность научных работ и их практическая значимость работы**

*Теоретическая ценность работы заключается в:*

Теоретическая значимость работы заключается в методическом подходе к комплексированию геолого-геофизической информации (установлена фациальная зональность продуктивных отложений, обоснован блоковый тип строения залежей и осуществлен анализ литолого-петрофизических свойств пластов), на основании которого был актуализирован граф трехмерного моделирования залежей нефти.

*Практическая значимость работы заключается:*

1. Обоснован блоковый тип строения месторождения Шариуф.
2. Созданы карты эффективных нефтенасыщенных толщин, песчаности, пористости и коэффициентов нефтенасыщенности.
3. Созданы детальные геологические модели нефтяных залежей на основе комплексирования данных сейсморазведки 2D и бурения.
4. Актуализирована оценка запасов залежей нефти месторождения Шариуф на основании построенных цифровых трехмерных геологических моделей.
5. Построены схемы условий осадконакопления продуктивных пластов на основании анализа ГИС-фаций.

### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи решались на основании комплексного анализа данных сейсморазведки, а также промыслово-геофизических и геологической материалов, которые были положены в основу построения в программном комплексе Petrel геологических моделей нефтяных залежей месторождения Шариуф. Обработка результатов проводилась в ПК Petrel.

В процессе работы использовались следующие методы и материалы исследований: Данные по 10 скважинам, 15 сейсмических профилей и результаты литолого-петрофизических исследований по соседним месторождениям.

Полученные результаты и выводы позволяют сформировать основную базу данных промысловых и геофизических параметров для проведения исследований пластов и дальнейшего геологического моделирования.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Установлен блоковый характер залежей месторождения Шариуф, закартированы и проанализированы дизъюнктивные нарушения, актуализированы структурные планы продуктивных пластов на основании комплексной интерпретации материалов сейсморазведки 2D и бурения.
2. Уточнены литогенетические типы продуктивных пластов и определены особенности накопления исследуемых отложений на основании выполненного комплексного анализа промыслово-геофизических методов и характера изменений форм кривых гамма-каротажа.
3. Актуализированы трехмерные цифровые геологические модели залежей формации Кишн месторождения Шариуф, имеющих блоковый тип строения, что позволило повысить эффективность выделения наиболее перспективных участков для первоочередного разбуривания и выполнить оценку запасов нефти.

## **Соответствие паспорту специальности**

Диссертация соответствует паспорту специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в части:

1. Происхождение и условия образования месторождений нефти и газа:
  - геология нефтяных и газовых месторождений, тип месторождений, их классификация;
  - резервуары нефти и газа, типы коллекторов и покрышек;
  - нефтегазоносное районирование недр (нефтеносные провинции и бассейны).
2. Прогнозирование, поиски, разведка и геолого-экономическая оценка месторождений:
  - методология прогнозирования, оценки ресурсов и подсчет запасов нефти и газа;
  - современные методы поисков и разведки месторождений.
3. Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений.

## **Степень достоверности результатов проведенных исследований**

Достоверность научных выводов и рекомендаций обеспечена использованием современных методик и теоретических изысканий, сформулированных в трудах российских и зарубежных ученых по геологии, поиску и разведке месторождений нефти и газа.

Геолого-геофизические исследования, результаты их интерпретации и оценку запасов углеводородов выполнены на сертифицированном оборудовании и программном обеспечении.

Анализ полученных результатов исследований производился с помощью современных методик сбора и обработки исходной информации с учетом критериев подобия и воспроизводимости результатов.

Выносимые на защиту положения диссертации опубликованы в рецензируемых журналах, относящихся к спискам ВАК и Scopus, доложены на конференциях различного уровня. Достоверность интерпретации геофизических данных, выполненной соискателем, подтверждена экспертами Йеменской нефтяной компании.

## **Публикации**

По теме диссертационной работы опубликовано 11 научных трудов, из них 3 статьи опубликованы в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК РФ, 4 статьи опубликованы в изданиях, включенных в международные базы данных (Web of Science, Scopus), 4 доклада, представленных на научных-конференциях.

## Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из (введения, физико-географический очерк, сейсмическая интерпретация, петрофизический анализ, моделирование резервуара), заключения и списка литературы. Содержание работы изложена на 144 страницах, включая 48 рисунков, 7 таблиц. Список литературы включает 104 наименований.

## Благодарности

Автор благодарен научному руководителю д.г.-м.н. П.Н. Страхову за помощь, постановку задачи, обсуждение результатов и постоянное внимание к представленной работе. Автор выражает глубокую признательность и благодарность д.т.н. Тюкавкиной О.В. за объективные замечания и советы, позволившие повысить качество работы. Автор признателен сотрудникам Проекта развития банка данных (DBDP) и коллегами - Набиль Аль-Арик, Мухаммед М.Г, которые занимались вопросами изучения нефтегазоносности отложений бассейна Сайун-Масила, активная работа с ними повысить представительность диссертации в целом. Особую благодарность автор выражает к.г.-м.н. А.Е. Котельникову за практические советы при подготовке диссертационной работы, а также своим коллегам Абу дунья Доаа, [Ромеро Моисес](#) и [Хассан Мусаб](#) из Департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН за совместную работу, что способствовало становлению и развитию идей, положенных в основу диссертации.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи исследований, степень разработанности исследований, научная новизна, методология и методы исследований, основные защищаемые научные положения и практическая значимость диссертации.

**В главе 1** рассмотрены вопросы геолого-геофизической изученности в связи с поиском и разведкой нефтеносных горизонтов бассейнов Сабьатайн и Сайун-Масила в республике Йемен.

Первоначальные геологические исследования Йемена датируются XIX веком, но вплоть до начала 1980-х годов геология Йемена была ограничена только исследованиями обнажений и была описана ограниченным числом структурных уровней. Знания осадочных бассейнов базировалось на стратиграфии обнажений проводившихся рядом исследователей (e.g., Wissmann et al., 1942; Geukens, 1960, 1966; Beydoun, 1964, 1966; Greenwood and Bleackley, 1967; Beydoun and Greenwood, 1968). Результаты полевых исследований, проведенных F. Geukens, Z. R. Beydoun, и J. E. G. W. Greenwood в 1950–1960-х

годах, оставались основой знаний о геологии Йемена вплоть до конца 1980-х годов.

Бассейны мезозойской эратемы Саб'атайн и Сайун-Масила, в настоящее время, являются единственными нефтеносными бассейнами в Йемене. Они расположены в центральной и восточной части Йемена и ориентированы в северо-западном направлении вдоль системы разломов Наджд и отделены друг от друга горстом Джахи-Мукалла.

На данный момент в Йемене выделяют 12 осадочных бассейнов. Наиболее изученное геологическое строение имеют бассейны Саб'атайн (Sab'atayn) и Сайун-Масила (Say'un-Masilah) (рис.1).

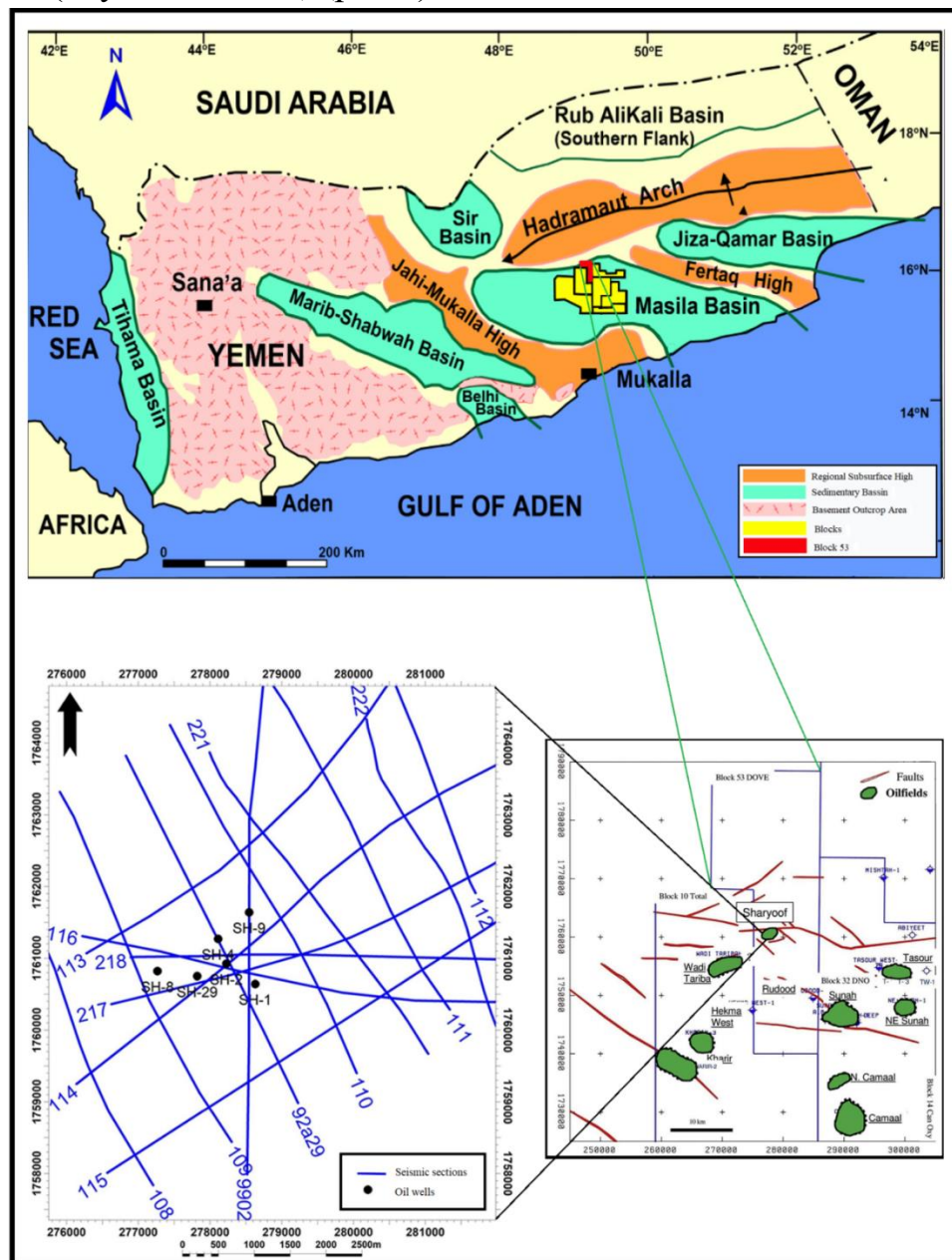


Рисунок 1 - Карта основных осадочных бассейнов Йемена, в том числе бассейна Сайун-Масила (вверху). Расположение 2D сейсмических линий в пределах нефтяного месторождения Шаруиф (блоке 53), бассейн Сайун-Масила (внизу справа) (As-Saruri и Sorkhabi 2016).



*По результатам аналитических исследований* и предшествующих работ, можно сделать следующие основные выводы:

- формация Кишн покрывает наклонные или горстовые блоки, которые образовались на стадии рифтогенеза;

- седиментация формации Кишн была связана с региональной трансгрессией с востока на запад, перекрывающей региональное нижнемеловое несогласие верхней части Саар;

- на региональном уровне формация Кишн аккумулировалась на мелководной платформе внутри грабена;

- основной потенциал углеводородных залежей контролируется наличием зрелых материнских пород вблизи ловушек, а также распределением коллекторов и покрышек формаций Кишн;

- в бассейне Сайун-Масила, основными нефтематеринскими породами являются битумные сланцевые и карбонатные образования в пределах формации Мадби (кимериджский-средний титонский), толщина отложений - 450 м.

**В главе 2** рассмотрены особенности интерпретации отражающих горизонтов, выделения и трассирования тектонических нарушений по результатам сейсморазведки, построение структурных карт для формаций Саар, Кишн, Харшават, Фартак.

В диссертации для построения постоянно действующих геолого-технологических моделей, согласно РД 153-39.0-047-00 для месторождения Шариуф использовались данные сейсмической съемки по 15 профилям, восемь из которых имеют направление СЗ-ЮВ, один ориентирован Ю-С, а остальные 6 профилей ориентированы ЮЗ-СВ. Результаты, полученные при сейсморазведке были загружены и проинтерпретированы в ПО Petrel (рис.2).

При интерпретации сейсмических данных выполнена стратиграфическая привязка сейсмических отражений. Осуществлена увязка профилей и с помощью метода фазовой корреляции прослежены опорные и целевые отражения, приуроченные к продуктивным пластам, и разломы.

В работе рассмотрены способы выявления тектонических нарушений по профилям отраженных волн с использованием ПО Petrel. В результате картопостроения по результатам обработки сейсмических данных созданы поверхности (2D гридов) с целью подготовки к геологическому моделированию. *По результатам проведенных исследований* были выявлены и закартированы дизъюнктивные нарушения, изучены условия их развития, доказан блоковый характер строения месторождения Шариуф.

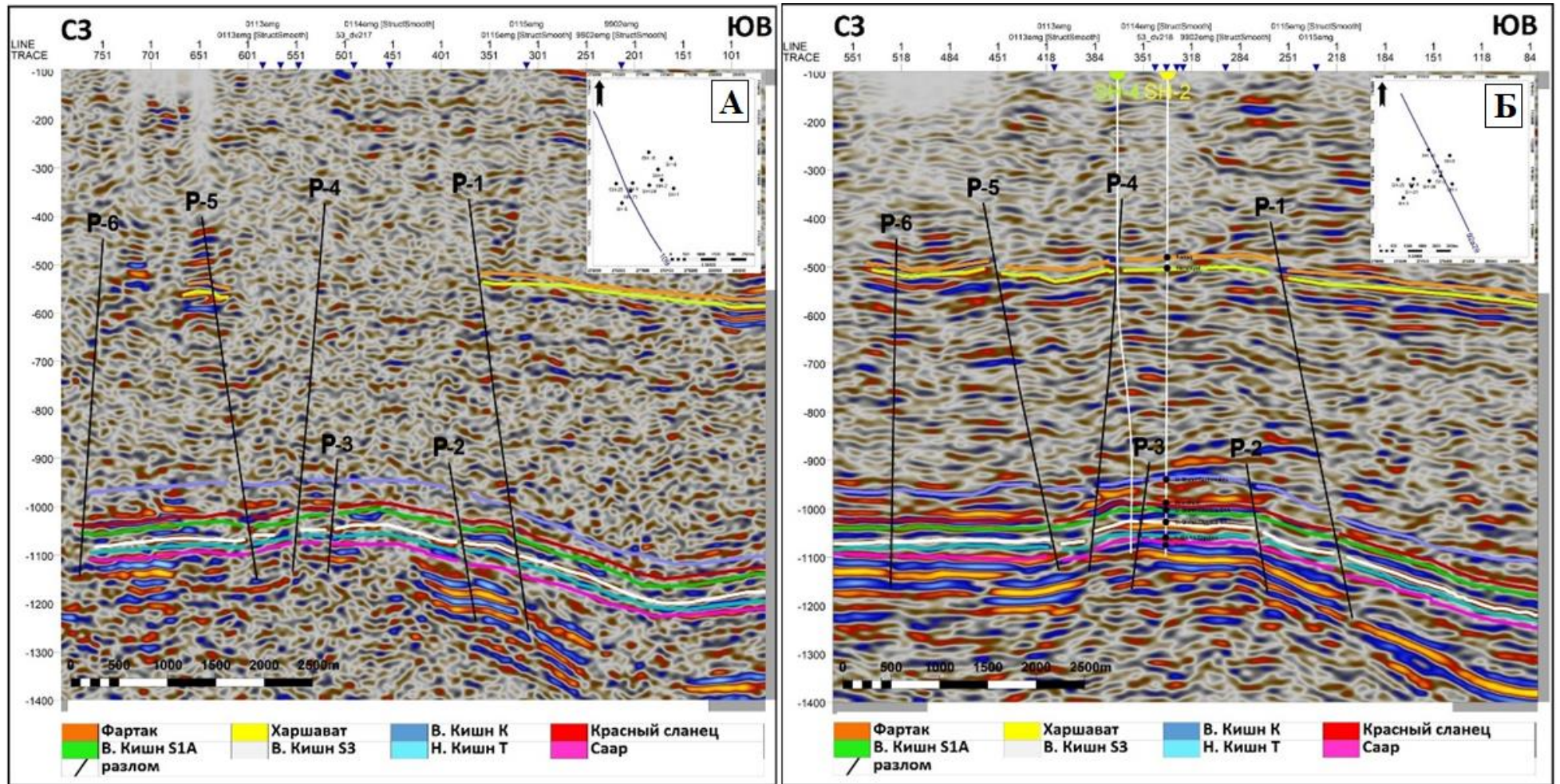


Рисунок 2. Интерпретация и обработка данных сейсморазведки в программе Petrel. А- сейсмический профиль 109; Б- сейсмический профиль 92a29. P1-P6- выявленные дизъюнктивные нарушения.

*По результатам интерпретации сейсмических исследований установлено:*

- на сейсмических разрезах (совокупность разломов P1-P7) четко отражается пересечение дизъюнктивными нарушениями раннемеловых отложений всех рассматриваемых формаций: Саар, Кишн, Харшават и Фартак. Все разломы простираются вдоль направлений юго-запад и северо-восток;

- по результатам интерпретации сейсмических данных 2D выявлен ступенчатый сброс юго-восточного падения;

- глубокозалегающие слои деформированы многочисленными разломами (карбонатный Кишн и нижележащие пласты в южных частях);

- построенные карты изохрон показывают сложное строение исследуемых горизонтов;

- выявленные структурные аномалии типа грабена и горста, связаны с разломами, установлено, что основная часть разломов имеет азимуты простираения (северо-восточное направление), но при этом отмечаются различные направления падения.

**В главе 3** представлены основные параметры ГИС, которые были использованы при дальнейшем проведении межскважинной корреляции и оценки ФЕС пласта.

В работе на основании детального анализа геолого-промысловых данных и результатов ГИС смоделированы глубины и толщины всего продуктивного горизонта, а также установлены границы водонефтяного контакта (ВНК), проведена оценка запасов углеводородов. Использование данных каротажа, помимо традиционной корреляции продуктивных зон, широко применяется для определения физических характеристик пород (литологии, пористости, водо- и нефтенасыщенности и др.), а также построения структурных карт, карт толщин пластов. На основании проведенных исследований рассчитаны: карты эффективной толщины, эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициента песчаности, объемной глинистости ( $V_{sh}$ ), удельного сопротивления пластовой воды ( $R_w$ ), общей пористости ( $\Phi_t$ ), эффективной пористости ( $\Phi_e$ ), водонасыщенности ( $S_w$ ), насыщенности углеводородами ( $S_h$ ), а также литологического состава. Была выполнена обработка и интерпретация данных ГИС, построены геологические модели (рис.3).

*При построении геологических моделей проведено:*

- определение объемной глинистости пород (объем глинистости установлен по результатам: гамма-каротажа (ГК), метода ПС, метода удельного электрического сопротивления (УЭС), нейтронного каротажа (НК));

- определение пористости пород проведено по методам: акустического (АК), плотностного (ГТК-П) или нейтронного каротажей (НК), а также по комбинации любых двух методов в песчаной и глинистой зонах;

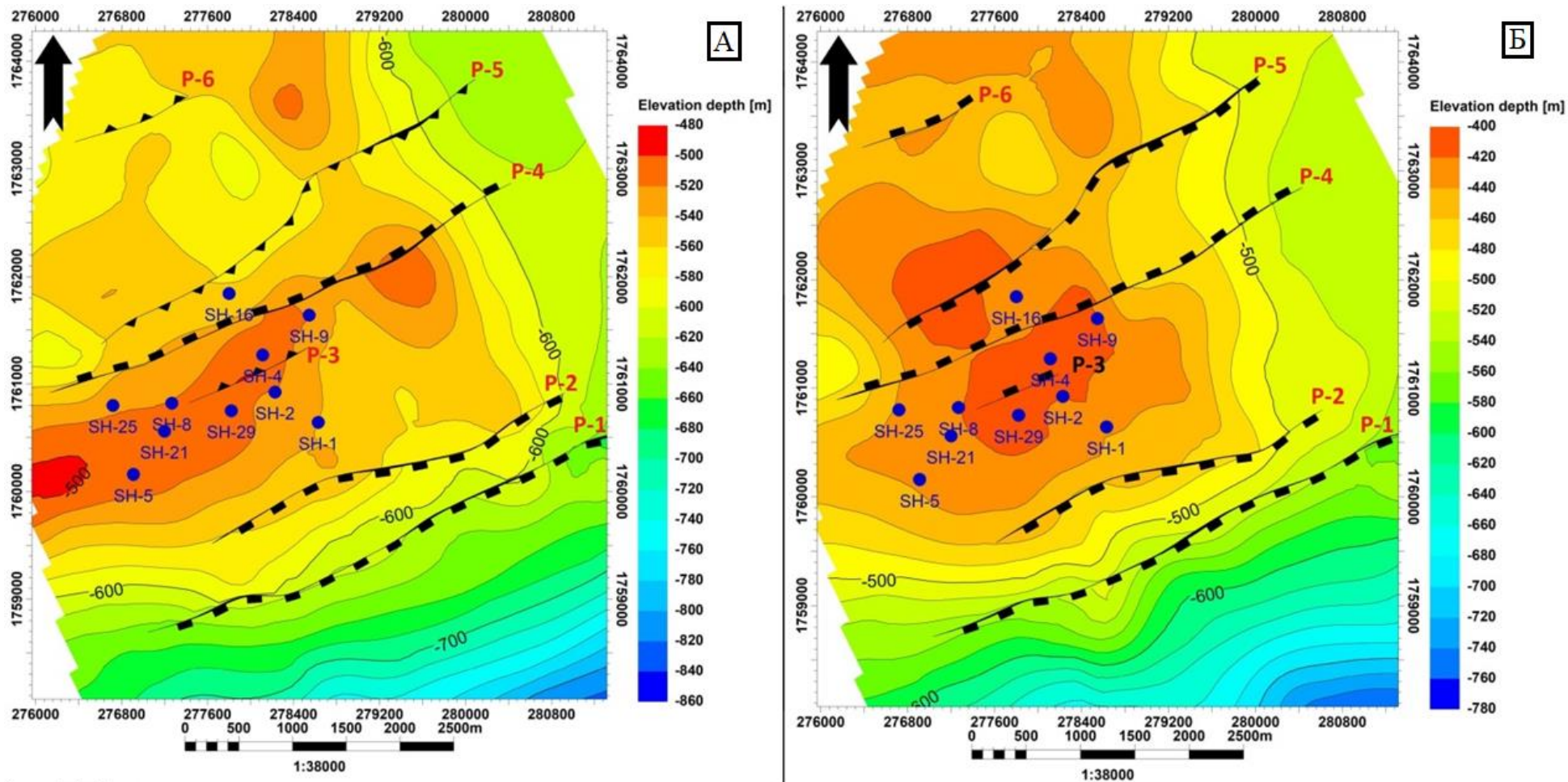


Рисунок 3. Структурные карты по кровле пласта формации Кишин. А- структурная карта по кровле терригенного Кишин; Б- структурная карта по кровле карбонатного Кишин.

-определение насыщенности – определение процента насыщенности нефтью или водой, занимающих поровое пространство пород-коллекторов, достигнуто на основании исследований каротажа (El-Gendy, 2006).

По результатам комплексной оценки свойств продуктивных пластов терригенного Верхнего Кишн на месторождении Шариуф с использованием геолого-геофизических данных, по результатам анализа установлено:

1. Наиболее перспективными интервалами в пределах резервуаров S1A, S1B, S1C и S2 являются отложения терригенного Верхнего Кишн. Для отображения литологии резервуара построены кроссплоты ГИС (кроссплот определения плотности по НК, комплексированием НК и АК и кроссплот N-M) (рис.4).

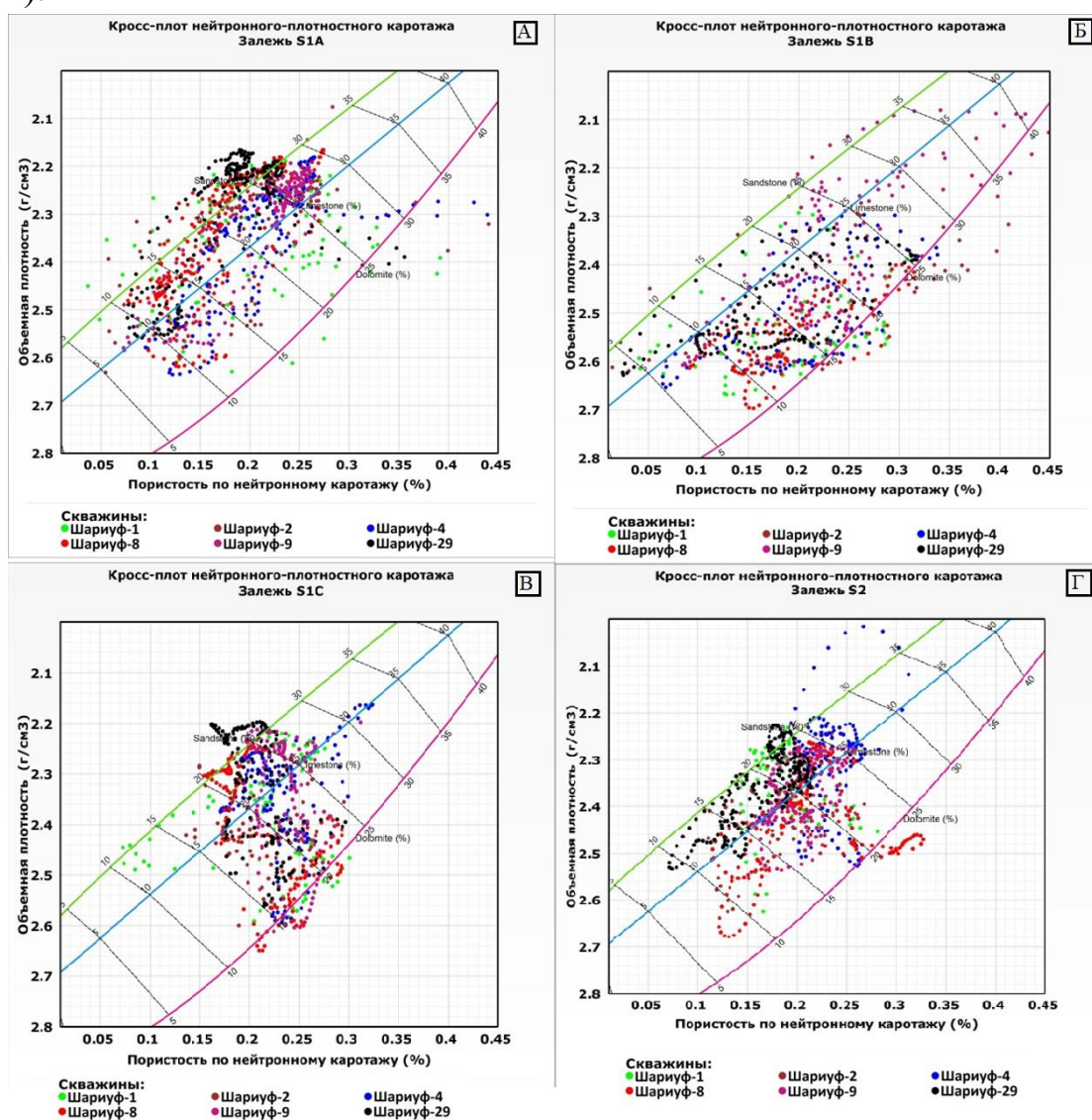


Рисунок 4. Кросс-плот по результатам нейтронного плотностного каротажа. А- S1A; Б- S1B; В- S1C; Г- S2.

2. Содержание глин в резервуаре S1A терригенного Верхнего Кишн колеблется от 11 до 28%, значения объемной глинистости увеличивается в южном и северном направлениях, а в восточном направлении уменьшается. В

резервуаре S1B терригенный Верхний Кишн объем глин увеличивается в юго-западном направлении до 45% и уменьшение в восточном и северном направлениях, в резервуаре S1C терригенного Верхнего Кишн объемная глинистость постепенно увеличивается в западном направлении до 40%. В резервуаре S2 терригенного Верхнего Кишн объем глины увеличивается к юго-западу и постепенно уменьшается к северному направлению (юго-западное направление обычно имеет высокое содержание сланца).

3. Эффективная пористость для всех резервуаров высокая на северо-востоке достигает до 20-22%, в южном и юго-западном направлениях она снижается до 10%, за исключением пласта S1B терригенного Верхнего Кишн, в котором эффективная пористость небольшая на северо-востоке до 14.5% и на юго-западе до 9%.

4. Результаты исследования показывают, что насыщение углеводородами высокое в пласте S1A терригенного Верхнего Кишн. Оно увеличивается в северо-восточном и восточном направлениях и уменьшается в северном и южном направлениях. В пласте S1B нефтенасыщение практически отсутствует из-за увеличения объема глин. Водонасыщенность достигает 90% и снижение эффективной пористости. Кроме того, насыщенность углеводородами в пласте S1C увеличивается в средней, северо-восточной и южной частях и уменьшается в западном направлении. Насыщенность углеводородами отложений пласта S2 увеличивается в средней и северо-западной частях и постепенно уменьшается в южном и юго-восточном направлениях.

5. Толщина слоев-песчаников терригенного Верхнего Кишн S1A варьирует от 11,4 м. до 16,6 м; терригенного Верхнего Кишн S1B – от 0,15 м до 4 м и увеличивается в северо-восточном и юго-восточном направлениях в районе исследования; терригенного Верхнего Кишн S1C варьирует от 2,2 м до 6,9 м и увеличивается в юго-восточном и северо-западном направлениях, затем уменьшается к центральной части площади; терригенного Верхнего Кишн S2 – от 2,7 до 8,2 м, значение толщины увеличивается в центральной и северо-западной частях и уменьшается в южной и юго-восточной частях области исследования.

6. Анализ свойств терригенного Верхнего Кишн S1B показывают, что объем глин высокий, эффективная пористость низкая, водонасыщенность очень высокая, именно поэтому терригенный Верхний Кишн S1B не относится к углеводородсодержащему.

7. Анализ пористости терригенного Верхнего Кишн для шести исследованных скважин показал, что подразделения терригенного Верхнего Кишн S1A и S1C являются наиболее эффективными из четырех перечисленных.

Кросс-плоты по результатам нейтронного плотностного каротажа для отложений терригенного Верхний Кишин показывают литологический состав между линиями известняка и песчаника с пористостью 10-35%. В северо-восточном и юго-западном направлениях литологический состав меняется в сторону глинистости пород (некоторые точки смещены вниз к линии доломита из-за эффекта глинистости). Это указывает на наличие смешанной литологии - переслаивание песчаника и известняка с прослоями алевролита и глины. Основное сосредоточение точек представлено между линиями известняка и песчаника, пористость которых достигает 35%.

Результаты, полученные методами нейтронного и плотностного каротажа, были сопоставлены и методом N-M кроссплота, который является эффективным методом определения литологии. Он основан на расположении трех измерений пористости. Точки лежат в треугольнике тройной системы с трехэлементными минералогиями в качестве вершин треугольника. Расположение каждой точки в этой точке указывает минеральную смесь этой конкретной точки.

По результатам комплексирования данных ГИС были построены карты распространения основных литогенетических типов продуктивных пластов и уточнены особенности накопления исследуемых отложений. На основании выполненного комплексного анализа промыслово-геофизических методов и изучения характера изменений форм кривых гамма-каротажа уточнены границы распространения участки открытого и закрытого мелководного шельфа и формирования участков барьерной зоны и межбарового лагуны (рис. 5).

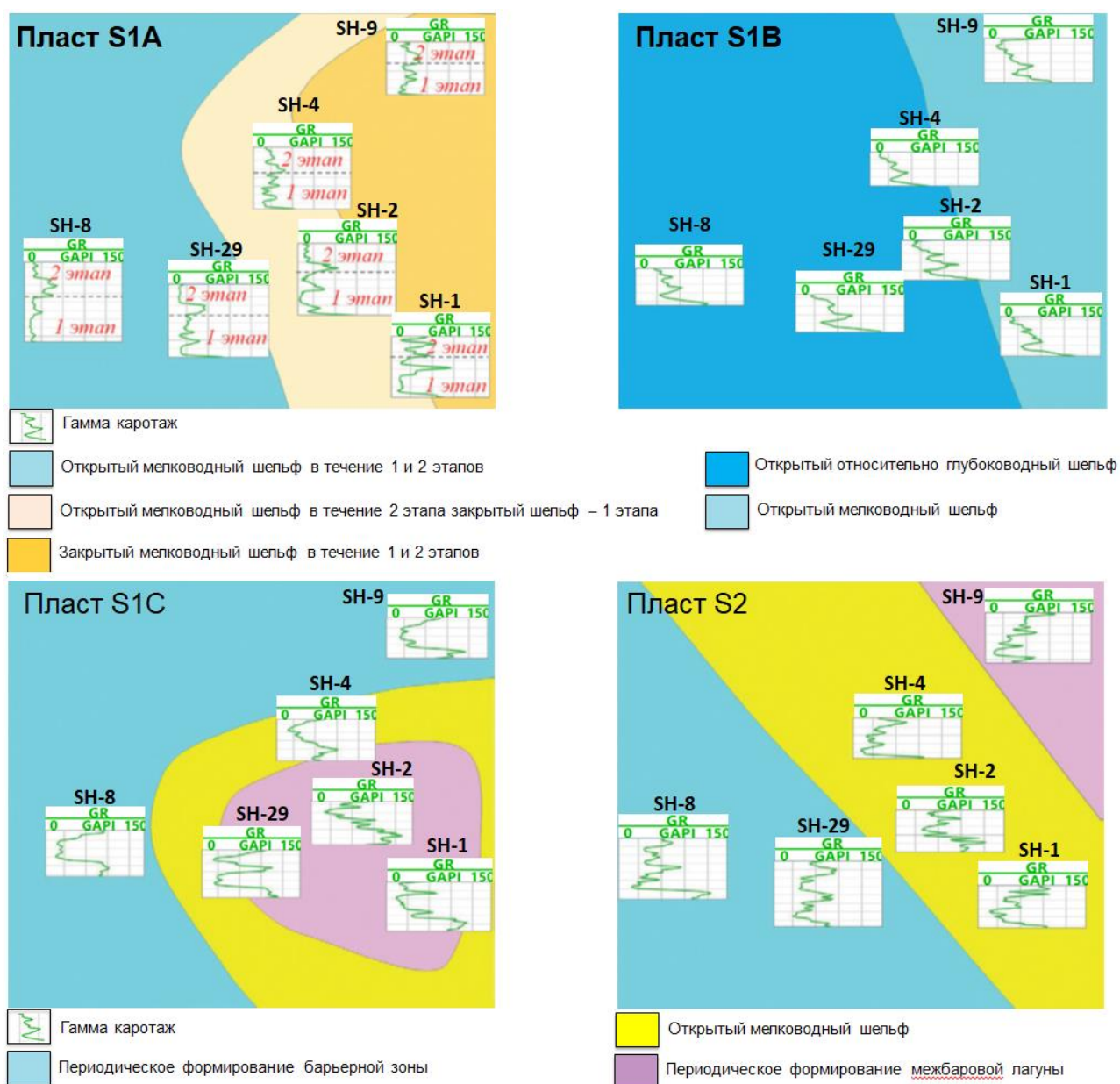


Рисунок 5. Результаты комплексного анализа данных гамма-каротаж для уточнения границ распространения участков открытого и закрытого мелководного шельфа и формирования участков барьерной зоны и межбарровой лагуны

Модуль «граничное значение и суммирование» позволяет исследователю определять критерии и зоны отсечения «толщина пласта-коллектора» и «эффективная толщина», предоставляя пределы, в которых значения пористости, водонасыщенности и содержания глинистости (табл.1).



Таблица 1- Значения основных структурных и емкостных параметров (скважинные данные) для моделирования

| Скважин   | Пачка            | Зон | Кровля | Подошва | толщина | Эффективная толщина, м | Объем глинистости (Vsh) | Эффективной пористости (ФЕ) | Водонасыщенности | Насыщенности углеводородами |
|-----------|------------------|-----|--------|---------|---------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------------------|
| Шариуф-1  | Верхний<br>Кишин | S1A | 1473.8 | 1489.0  | 15.2    | 11.34                  | 0.12                    | 0.183                       | 0.387            | 0.613                       |
| Шариуф-2  |                  | S1A | 1455.4 | 1472.4  | 17.0    | 14.2                   | 0.068                   | 0.194                       | 0.343            | 0.657                       |
| Шариуф-4  |                  | S1A | 1479.2 | 1494.4  | 15.2    | 12.4                   | 0.125                   | 0.179                       | 0.565            | 0.435                       |
| Шариуф-8  |                  | S1A | 1491.4 | 1509.5  | 18.1    | 16.6                   | 0.103                   | 0.158                       | 0.569            | 0.431                       |
| Шариуф-9  |                  | S1A | 1452.5 | 1466.4  | 13.9    | 11.5                   | 0.103                   | 0.203                       | 0.555            | 0.445                       |
| Шариуф-29 |                  | S1A | 1424.7 | 1441.2  | 16.5    | 12.3                   | 0.161                   | 0.175                       | 0.616            | 0.384                       |
| Шариуф-1  | Верхний<br>Кишин | S1B | 1488.9 | 1498.9  | 9.9     | 3.5                    | 0.272                   | 0.114                       | 0.907            | 0.093                       |
| Шариуф-2  |                  | S1B | 1472.4 | 1482.5  | 10.1    | 0.3                    | 0.315                   | 0.141                       | 0.836            | 0.164                       |
| Шариуф-4  |                  | S1B | 1494.4 | 1503.1  | 8.7     | 0.2                    | 0.33                    | 0.13                        | 0.9              | 0.1                         |
| Шариуф-8  |                  | S1B | 1509.5 | 1518.1  | 8.6     | 0.2                    | 0.35                    | 0.09                        | 0.85             | 0.15                        |
| Шариуф-9  |                  | S1B | 1466.4 | 1477.2  | 10.8    | 4.0                    | 0.313                   | 0.142                       | 0.782            | 0.218                       |
| Шариуф-29 |                  | S1B | 1441.2 | 1450.5  | 9.3     | 0.2                    | 0.407                   | 0.102                       | 0.771            | 0.229                       |
| Шариуф-1  | Верхний<br>Кишин | S1C | 1498.9 | 1512.3  | 13.48   | 6.899                  | 0.224                   | 0.181                       | 0.807            | 0.193                       |
| Шариуф-2  |                  | S1C | 1482.5 | 1494.0  | 11.5    | 2.3                    | 0.082                   | 0.196                       | 0.449            | 0.551                       |
| Шариуф-4  |                  | S1C | 1503.1 | 1513.7  | 10.6    | 4.9                    | 0.218                   | 0.159                       | 0.59             | 0.41                        |
| Шариуф-8  |                  | S1C | 1518.1 | 1529.8  | 11.7    | 5.4                    | 0.384                   | 0.123                       | 0.817            | 0.183                       |
| Шариуф-9  |                  | S1C | 1477.2 | 1488    | 10.8    | 5.7                    | 0.129                   | 0.198                       | 0.492            | 0.508                       |
| Шариуф-29 |                  | S1C | 1450.5 | 1462.1  | 11.6    | 4.3                    | 0.178                   | 0.189                       | 0.607            | 0.393                       |
| Шариуф-1  | Верхний<br>Кишин | S2  | 1512.3 | 1523.0  | 10.7    | 5.0                    | 0.271                   | 0.134                       | 0.842            | 0.158                       |
| Шариуф-2  |                  | S2  | 1494.0 | 1504.6  | 10.6    | 2.8                    | 0.309                   | 0.136                       | 0.795            | 0.205                       |
| Шариуф-4  |                  | S2  | 1513.7 | 1524.3  | 10.6    | 8.2                    | 0.169                   | 0.188                       | 0.504            | 0.496                       |
| Шариуф-8  |                  | S2  | 1529.8 | 1544.9  | 15.1    | 4.2                    | 0.406                   | 0.112                       | 0.765            | 0.235                       |
| Шариуф-9  |                  | S2  | 1488   | 1501.6  | 13.6    | 4.8                    | 0.27                    | 0.142                       | 0.743            | 0.257                       |
| Шариуф-29 |                  | S2  | 1462.1 | 1478.4  | 16.3    | 5.9                    | 0.345                   | 0.133                       | 0.701            | 0.299                       |

В главе 4 приведены результаты комплексирования анализа данных 2D-сейсморазведки, геофизических исследований скважин при моделировании залежей формации Кишн. В данной главе диссертации статическая (первичная) модель резервуара формации Кишн была построена с использованием программного обеспечения Petrel Schlumberger. Основные результаты интерпретации результатов ГИС представлены на рисунке 6.

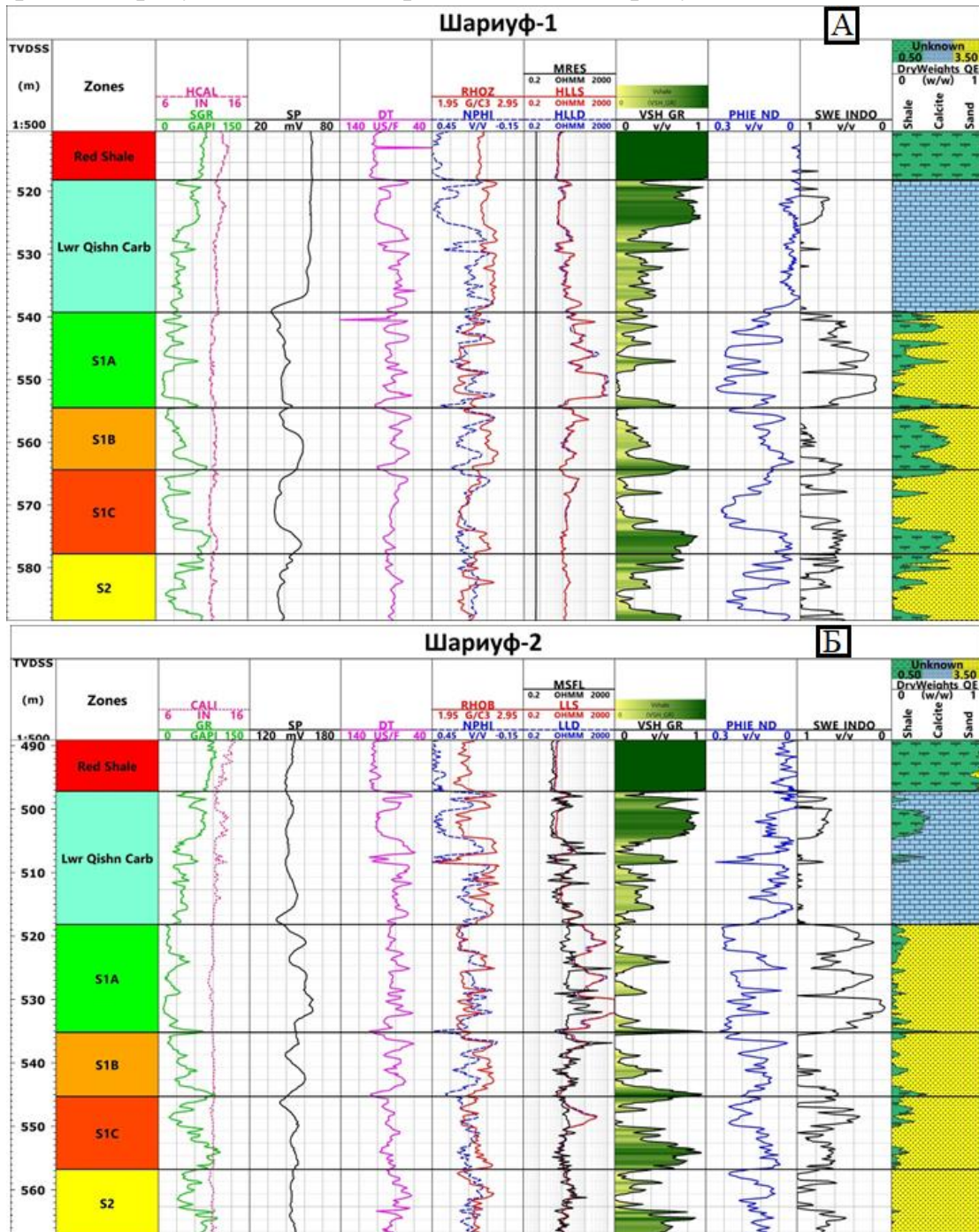


Рисунок 6. Результаты интерпретации ГИС по скважине Шариф -01(А), Шариф -02 (Б)

Модели параметров «литология и «эффективная пористость» (рис.7) были построены с использованием алгоритма последовательного моделирования «Гаусса».

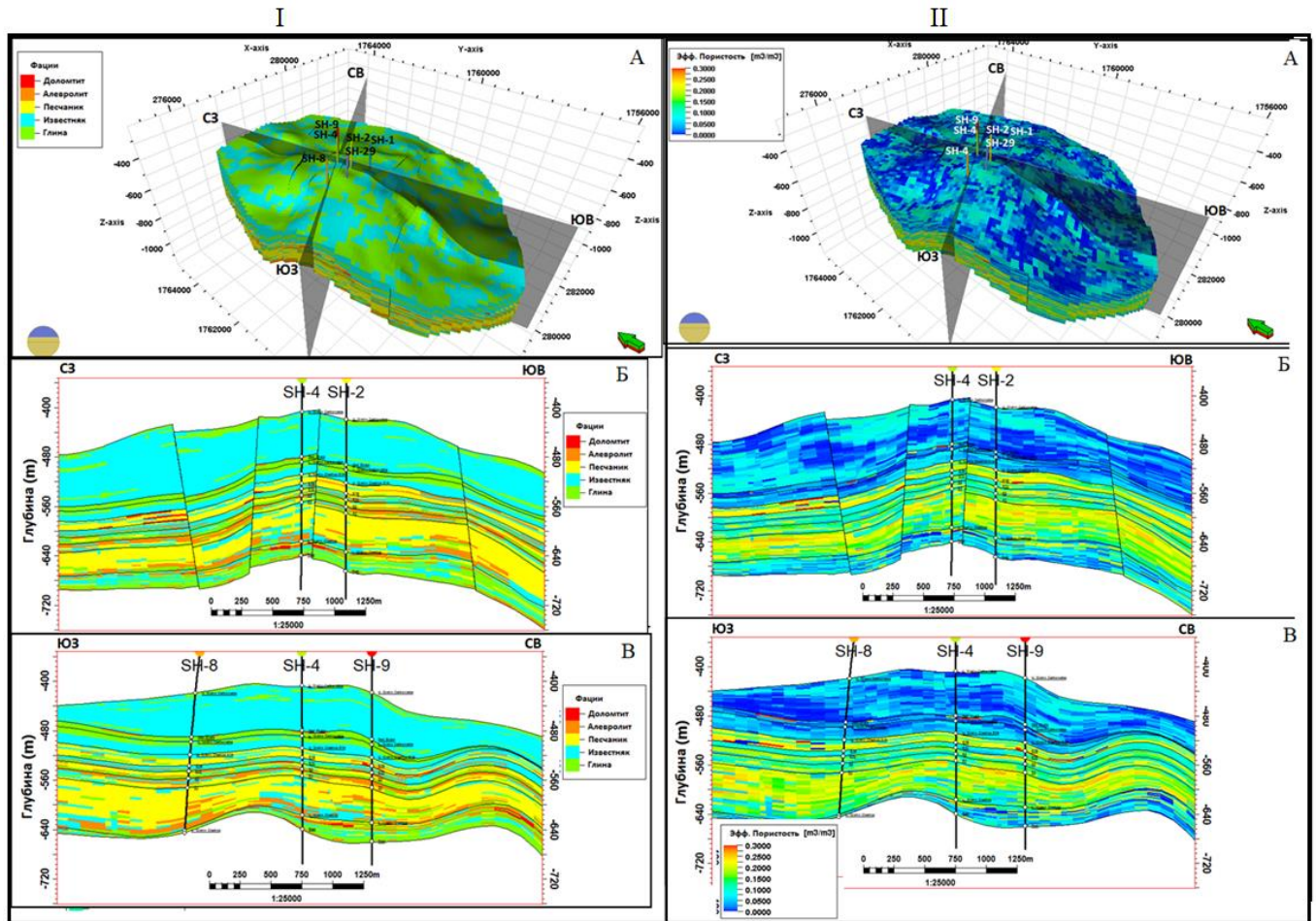


Рисунок 7. 3D модели распределения параметров «литология» (I) и эффективной пористости (II) для формации Кишин. IA-3D модель, IB-разрез в направлении C3-ЮВ; IB- разрез в направлении ЮЗ-СВ. IIА-3D модель, IIБ-разрез в направлении C3-ЮВ; IIВ- разрез в направлении ЮЗ-СВ.

Водонефтяной контакт интерпретируются на основе насыщения, определённого по ГИС, которое используются для идентификации жидкостных контактов в пласте. Водонефтяной контакт определен в зоне Терригенного Верхнего Кишин S1A на -537 м, в зоне Терригенного Верхнего Кишин S1C -566 м и в зоне Терригенного Верхнего Кишин S2 -559 м, эти данные использовались в статической модели для подсчета запасов.

Последним шагом в исследованиях стало комплексное прогнозирование качества коллектора. Заключительным этапом статического исследования коллектора послужило определение исходной нефти в пласте (OOIP), которая

представляет собой количество углеводородов, присутствующих в коллекторе во время разведки. Детерминированная оценка нефтеносности пластового коллектора Верхнего Кишн была завершена с использованием трехмерной геологической модели. На нефтяном месторождении Шариуф общий ООИР обломков Верхнего Кишн был рассчитан. Равен он 106 миллионам STB. Пласт S1A Верхний Кишн имеет 51 миллион STB и пласт S1C Верхний Кишн имеет 37 миллионов STB и 16 миллионов STB приходится на пласт S2 Верхний Кишн. Значительная часть залежей нефти подтверждена шестью скважинами.

Основные перспективы нефтегазоносности в пределах исследуемого региона в настоящее время связываются с терригенной толщей данной формации. В свою очередь разрез терригенной составляющей формации Кишн разделяется на две части: верхнюю и нижнюю. Нижняя часть терригенного комплекса формации Кишн представлена преимущественно песчаниками с прослоями глинистых слоёв, также присутствуют алевролиты. Верхняя часть терригенной толщи формации Кишн состоит из песчаников, а также аргиллитов, алевролитов и известняков, имеющих явно подчинённое значение. Именно верхняя часть терригенной толщи формации Кишн является основным продуктивным горизонтом месторождения Шариуф. Данные подсчета запасов представлены в таблице 2.

Таблица. 2. Итоговые результаты подсчёта запасов всех зон в районе исследования

| Case                         | Общий объем породы (млн.) [STB] | Эффективный объем (млн.) [STB] | Суммарный объем открытых пор (млн.) [STB] | Объем нефти, содержащийся в порах эффективного объема (м) [STB] | Объем нефти, содержащийся в порах эффективного объема залежи в пересчете на стандартные условия (млн.) [STB] | Извлекаемые запасы нефти (млн.) [STB] |
|------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---|---|--|---------------------------------------|
| Терригенный Верхний Кишн S1A | 424                             | 417                            | 104                                       | 57  | 51   | 41                                    |
| Терригенный Верхний Кишн S1C | 350                             | 305                            | 76  | 42  | 37   | 30                                    |
| Терригенный Верхний Кишн S2  | 130                             | 127                            | 32  | 18  | 16   | 13                                    |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалифицированной работой, в которой на основании проведенных автором исследований решена научная задача геологического моделирования нефтегазоносной формации Кишн, что дает возможность обосновать геолого-технологические решения при разработки уже эксплуатируемых залежей нефти и на основании построенных геологических моделей рекомендовать первоочередное бурение эксплуатационных скважин в восточной части нефтяного месторождения Шариуф, что в целом имеет существенное значение для развития нефтегазовой отрасли Республики Йемен.

Для решения проблем, связанных с неоднородностью коллектора, впервые было проведено 3D-статическое моделирование отложений формации Кишн, которое объединило результаты исследований, путем комплексирования результатов сейсмических данных и ГИС, фациального и петрофизического моделирования позволило детализировать коллекторские характеристики формации Кишн нефтяного месторождения Шариуф в бассейне Сайун-Масила.

По результатам моделирования уточнены и детализированы границы зон распространения карбонатной и терригенной толщ коллектора формации Кишн, которые указывает наличие трансгрессивных процессов при аккумуляции отложения формации.

По результатам материалов сейсморазведки и ГИС установлено, что отложения формации Кишн рассечены несколькими разломами с общим трендом ВСВ-ЗЮЗ, в результате закартированы горстовые, грабеновые и полуграбеновые структуры, демонстрирующие небольшие движения формации. Установлено, что разломы имеют большие углы падения в диапазоне от 50 до 90°.

Проведена детальная геометризация отложений формации Кишн, которая имеет вид антиклинальной структуры с осью, параллельной трендам разлома. Установлено, что на формацию, вероятно, воздействовала сила уплотнения, исходящая от подстилающей коры.

### **Список работ, опубликованных по теме диссертации**

*Публикации в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международных реферативных базах Scopus, Web of Science*

1. Абдулла, И.А. 2D Seismic Interpretation and Characterization of the Upper Qishn Clastics in Sharyoof Oil Field, Masila Basin, Yemen (2D сейсмическая интерпретация и характеристика терригенного верхнего Кишн на нефтяном месторождении Шариуф, бассейн Масила, Йемен) / И.А. Абдулла, М. А. Хассен, Е.

М. Котельникова // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 666 (2021) 032072, (электронная версия). DOI: 10.1088/1755-1315/666/3/032072

2. Абдулла, И.А. A new insight into the structural architecture of Sharyoof field, Say'un–Masilah basin, Yemen (Новое понимание структурной архитектуры месторождения Шариуф, бассейн Сайун – Масила, Йемен) / И.А. Абдулла, Н. Аль-Арик, М. Эльмахды, М. Баракат // Arabian Journal of Geosciences 14, 1977 (2021), (электронная версия). <https://doi.org/10.1007/s12517-021-08299-2>

3. Абдулла, И.А. Petrophysical evaluation of the upper Qishn clastic reservoir in Sharyoof oilfield, Sayun-Masilah basin, Yemen (Петрофизическая оценка резервуара терригенного верхнего Кишн на нефтяном месторождении Шариуф, бассейн Саюн-Масила, Йемен) / И.А. Абдулла, Аль-Арик, Н.М., Аль-Масгари, А.А.-С.А., Баракат, М.К. // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 2021, 16(22), стр. 2375–2394.

4. Абдулла, И.А. Application of 3D static modelling in reservoir characterization: A case study from Qishn Formation in Sharyoof oil field, Masila Basin, Yemen (Применение трехмерного статического моделирования для описания коллектора: пример из формации Кишн на нефтяном месторождении Шариуф, бассейн Масила, Йемен) / И.А. Абдулла, А. Абдельмаксуд, М. А. Хассен // Acta geologica sinica - english edition, 2021, 2022, 96(1), стр. 348–368. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.14766>

***Публикации в рецензируемых научных изданиях, включенных в Перечень ВАК РФ:***

5. Абдулла, И.А. Особенности геологического строения Верхнеюрского горизонта Алиф по данным бурения на месторождении Халевах в бассейне Сабъатайн (Мариб-Шабва), Йемен / И.А. Абдулла, И.С. Мотузов // Бурение и нефть, 2019, № 8, С. 46-51.

6. Абдулла, И.А. Геологические модели залежей формации Кишн месторождения Шариуф (Республика Йемен) // Наука и Техника газовой промышленности, 2021, № 1, С. 11-15.

7. Абдулла, И.А. К вопросу повышения качества геологической модели формации Кишн месторождения Шариуф (Республика Йемен) // Технологии нефти и газа, 2022, № 2, С. 43-47.

***в материалах различных конференций и семинаров:***

8. Абдулла, И.А. Особенности стратиграфического бассейна Мариб Ал-Джауф Шабве // Сборник научных трудов по материалам Молодёжной инженерной мысли 2017, г. Москва, С.37-40.

9. Абдулла, И.А. Роль поверхностных линеаментов для газовой и нефтяной разведки в зоне осадочного бассейна Сабатайн – Йемен // Сборник научных трудов по материалам XI Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых «Геология в развивающемся мире»: в 3 т. Изд.: Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. – Т. II. – 357 с.: ил. С.5-8.

10. Абдулла, И.А. Структурная интерпретация сейсмических данных месторождения Шариуф, Йемен // Сборник научных трудов по материалам IX Международной научной конференции молодых ученых «Молодые - Научкам о Земле»– М.: Издательство российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, 2020. – 151 с.: в 5 т. С.19-21.

11. Абдулла, И.А. Применение трехмерной геологической модели для определения характеристик коллектора на терригенный Кишн S2, нефтяное месторождение Шариуф, Йемен // Сборник научных трудов по материалам X Международная научная конференция молодых ученых «Молодые - Научкам о Земле», г. Москва, Апрель 2022. С.7-10.

**АННОТАЦИЯ ДИССЕРТАЦИИ  
АБДУЛЛА ИМАД АДНАН НОМАН**

**Геологическое моделирование и особенности нефтегазоносности формации Кишн на основе комплексирования геолого-геофизических данных (на примере нефтяного месторождения Шариуф)**

Исследование посвящено поиску путей повышения эффективности геологического моделирования отложений формации Кишн (месторождение Шариуф) на основе комплексирования геолого-геофизических данных за счет разработанной методики сопоставления данных ГИС и корреляции разрезов скважин. Предметом исследования являются нефтеносные резервуары S1A, S1B, S1C и S2 отложений терригенного Верхнего Кишна. Разработана методика нахождения оптимальных вариантов комплексирования геолого-геофизических данных для уточнения границ распространения формации Кишн с целью построения адекватной геологической модели. Методика основана на решении новой задачи по установлению и обоснованию критериев коллектора, условий изменения фильтрационно-емкостных свойств и литологического состава продуктивных отложений формации Кишн. Разработан алгоритм оптимального комплексирования данных литологии резервуара посредством комплексирования данных сейсмики (выделение отражающих горизонтов), построения кроссплотов ГИС (определения плотности пород методом нейтронного каротажа (НК), комплексированием данных НК и акустического каротажа (АК) и др.), корреляции разрезов скважин. Установлено, изменение значений объемной глинистости по площади распространения резервуаров S1A, S1B, S1C и S2, что влияет на изменение свойств эффективной пористости, нефтенасыщенности и др., и в целом отражает достоверность итоговой геологической модели.

**DISSERTATION ABSTRACT  
ABDULLAH EMAD ADNAN NOMAN**

**Geological modeling and features of oil and gas content of the Qishn formation based on the integration of geological and geophysical data (for example, the Sharyoof oil field)**

The study is devoted to finding ways to improve the efficiency of geological modeling of deposits of the Qishn formation (Sharyoof field) based on the integration of geological and geophysical data through the developed methodology for comparing well logging data and correlation of well sections. The subject of research is the S1A, S1B, S1C and S2 oil reservoirs of the Upper Qishn Clastic. A technique has been developed for finding the optimal options for integrating geological and geophysical data to clarify the boundaries of the distribution of the Qishn formation in order to build an adequate geological model. The methodology is based on solving a new problem of establishing and substantiating reservoir criteria, conditions for changing the reservoir properties and lithological composition of productive deposits of the Qishn formation. An algorithm was developed for the optimal integration of reservoir lithology data by combining seismic data (identifying reflecting horizons), constructing crossplots of well logging (determining the density of rocks by neutron logging (NL), integrating NK and acoustic logging (AC) data, etc.), and correlating well sections. It has been established that the change in the values of volumetric clay content over the area of distribution of reservoirs S1A, S1B, S1C and S2, which affects the change in the properties of effective porosity, oil saturation, etc., and generally reflects the reliability of the final geological model.