

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 19.06.2025 г.

Принята к публикации 25.08.2025 г.

EDN: LXAUJQ

УДК 553.98.042(470.4./5+479)

Салех А., Хафизов С.Ф., Курушина А.С., Данцова К.И.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, xzero.as@gmail.com, khafizov@gubkin.ru, kurushina.a@gubkin.ru, dantsova.k@gubkin.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФОРМАЦИИ ШИРАНИШ В БАССЕЙНЕ ЕВФРАТА (ВОСТОЧНАЯ СИРИЯ)

Показаны результаты комплексного изучения формации Шираниш в бассейне Евфрата на востоке Сирии. Формация Шираниш представляет собой верхнемеловую нефтематеринскую толщу со значительным потенциалом генерации и вытеснением углеводородов. Ее широкое распространение, значительная мощность и высокое содержание общего органического углерода в сочетании с высокой степенью зрелости керогена делают ее ключевым элементом нефтегазоносных систем региона. Помимо этого ее рассматривают как нетрадиционный источник углеводородов.

Работа выполнена на основе большего количества фактического материала, включающего результаты геолого-геофизических, литологических и геохимических исследований. Приведены данные по геофизическим исследованиям скважин, микроскопическому описанию иллитов, геохимическим параметрам, полученных с помощью метода Rock-Eval, на основе которых построена бассейновая модель изучаемого региона.

Для определения районов с наибольшим потенциалом содержания свободных углеводородов в формации Шираниш количественно оценены объемы нефти, оставшиеся в материнской породе. Для решения этой задачи создана карта остаточной нефти - важного инструмента, интегрирующего различные данные и методы моделирования. По этой карте выделяются наиболее перспективные участки со значительными объемами свободных углеводородов, которые служат важным ориентиром для целенаправленной разведки и освоения ресурсов.

Ключевые слова: *верхнемеловая нефтематеринская толща, нетрадиционный коллектор, Rock-Eval, геофизические исследования скважин, бассейновое моделирование, формация Шираниш, бассейн Евфрата, восток Сирии.*

Для цитирования: Салех А., Хафизов С.Ф., Курушина А.С., Данцова К.И. Перспективы нефтегазоносности формации Шираниш в бассейне Евфрата (восточная Сирия) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/29_2025.html EDN: LXAUJQ

Введение

Актуальным вопросом в Сирии является обоснование новых направлений геологоразведочных работ, поэтому очень важно изучение нефтематеринских толщ в углеводородных (УВ) системах. Формация Шираниш - основная нефтематеринская толща в бассейне Евфрата [Al-Maleh, Mouty, 1994]. Она сложена породами позднемелового возраста, имеет широкое распространение по площади, среднюю мощность 1500 м [Litak et al., 1998; Ziegler Martin, 2001], а также богата термически зрелым органическим веществом (ОВ).

Образующиеся в пределах формации Шираниш УВ мигрируют в вышележащие коллекторы палеогенового возраста в бассейне Евфрата, например, в коллекторы формации Джадала [Barrier, Machhour, Blaizot, 2014], а также в породы раннемелового возраста в соседних бассейнах, например, в карбонатные или терригенные породы формации Рутба [Brew et al., 2003], где они аккумулируются в структурных или стратиграфических ловушках. Процесс миграции облегчается наличием трещин и разломов, которые служат каналами для перемещения УВ [Barrier, Machhour, Blaizot, 2014].

Вместе с тем исследование формации Шираниш актуально и с позиций нетрадиционного коллектора, с которым в будущем может быть связан прирост запасов УВ.

При изучении формации Шираниш применялся комплексный подход в использовании геолого-геофизической информации. Сделаны литологические описания керна и шлифов, проинтерпретированы данные геофизических исследований скважин, проанализированы геохимические данные, полученные с помощью метода Rock-Eval, проведено бассейновое моделирование, и как результат построена карта остаточной нефти в формации Шираниш, которую можно использовать для локализации перспективных участков с нетрадиционным типом коллектора.

Фактический материал

Фактическим материалом для выполнения работы послужили геолого-геофизические данные, охватывающие площадь 2250 км², расположенную на территории Сирии от восточных берегов р. Евфрат, вблизи города Аль-Маядин, и до границы с Ираком к востоку и югу (рис. 1). Сейсмические исследования включают 2D-сейсмические профили площадью 2000 км², а также 3D-сейсмические съемки, проведенные в наиболее перспективных районах. Также использовались данные по керну и результаты геофизических исследований скважин, полученные из 150-ти скважин.

Литологическая характеристика

Формация Шираниш представляет собой терригенно-карбонатную толщу, преимущественно состоящую из известняка, доломита и мергеля [Kent, Nickman, 1997]. В породах формации преобладает микритовый известняк, чередующийся с мергелем, слоистым аргиллитом и глинистым алевролитом, что свидетельствует о седиментации в относительно глубоководной морской среде при спокойных гидродинамических условиях осадконакопления. Накопление происходило в трансгрессию, связанную с опусканием участка коры в пределах океана Нео-Тетис [Ziegler Martin, 2001].

Формация Шираниш подразделяется на две части - нижнюю (LSF) и верхнюю (USF).

LSF характеризуется мелкомасштабными вариациями чередования глинистых интервалов, в то время как USF - более интенсивными изменениями, отражёнными также в петрофизических свойствах. Согласно минералогическому составу, верхняя часть подразделяется на две части: USF-1 и USF-2. LSF и USF-2 характеризуются повышенным содержанием каолинита, наличием анкерита и низкими значениями $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$, что указывает на палео-метаногенез. USF-1 отличается интенсивным накоплением ОВ и карбонатов.

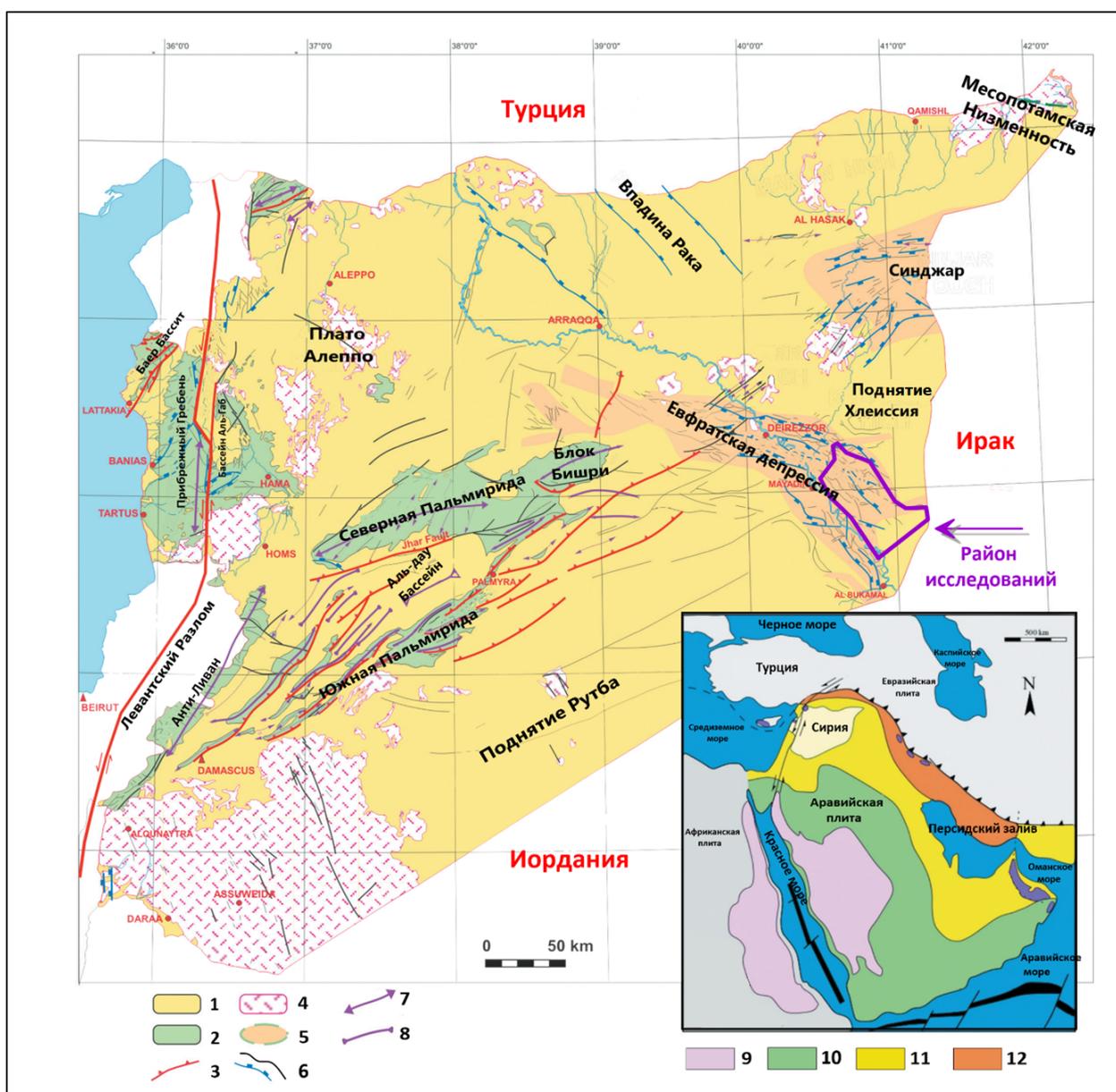


Рис. 1. Изучаемая территория и ее основные тектонические особенности

[Barrier, Machhour, Blaizot, 2014]

1 - кайнозойские отложения; 2 - мезозойские отложения; 3 - надвиги; 4 - вулканические породы; 5 - грабен/прогиб; 6 - разломы; 7 - антиклиналь; 8 - синклираль; 9 - фундамент; 10 - стабильный шельф; 11 - нестабильный шельф; 12 - месопотамский прогиб.

В рамках работы изучены девять шлифов горных пород, относящихся к USF и LSF, отобранных из скважин Омар 2111 и Танак 140.

Образцы представляют собой последовательность вакстоуна (рис. 2) и мадстоуна. Тёмные включения со скоплениями глинистого и органического материала видны в керне. Эти включения, как правило, концентрируются в USF и в её переходной части к нижней.

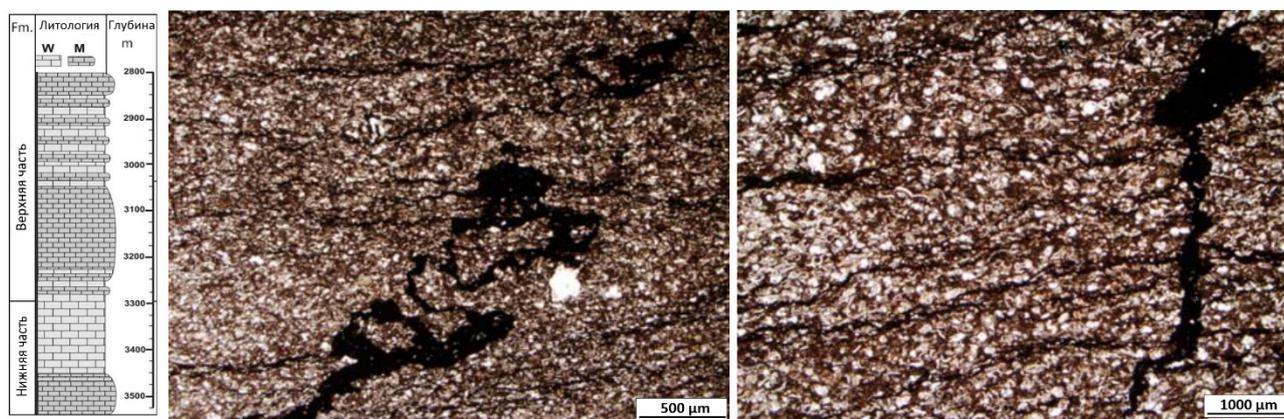


Рис. 2. Микрофотографии вакстоуна, отобранного на глубине 3279,32 м из скв. Омар 2111, с привязкой к литологической колонке

Тёмный цвет аргиллитов и вакстоунов является индикатором присутствия органического материала. Также развиты глинистые прослои и стиллолитовые швы, связанные с длительной компакцией пород и перераспределением первично неоднородного глинистого материала под действием литостатического давления.

На рис. 2 показано фото шлифов вакстоуна, отобранного на глубине 3279,32 м из скв. Омар 2111. В породе присутствует глинистый материал и ОВ. Форменные элементы представлены планктонными фораминиферами, двустворчатыми моллюсками и радиоляриями, редко - бентическими фораминиферами и фрагментами эхиноидей. Слоистая текстура обусловлена наличием многочисленных прослоев глины и ОВ. Внутри глинисто-органических прослоев отмечаются тонкие раскрытые трещины. Измеренная пористость низкая - 5,2%, а проницаемость крайне низкая - 0,02 мД.

На рис. 3 показано фото шлифов вакстоуна, отобранного на глубине 3120,66 м из скв. Омар 2111. По всему образцу отмечается множество тонких трещин. Внутри образца наблюдаются небольшие открытые поры, а также открытые трещины, которые интерпретируются как артефакты, возникшие в процессе подготовки шлифа. Отмечаются очень мелкие обломочные зерна кварца. Также присутствует мелкокристаллический доломит, с которым связано образование вторичной пористости. Образец характеризуется относительно высокими и умеренными значениями пористости и проницаемости (пористость - 11,6%; проницаемость - 5,22 мД).

Также в формации развиты прослои из плотного известняка и мергеля с низкой проницаемостью (< 1 мД). Эти прослои служат флюидоупорами, препятствующими

свободной миграции УВ, улавливая их в её порах и изолированных сетях трещин. Несмотря на то, что они являются эффективными флюидоупорами, наличие крупных, проходящих через толщу разломов и системы трещин может создавать пути для миграции УВ. Таким образом формация Шираниш выполняет двойную роль - как порода, генерирующая УВ, и как порода флюидоупор.

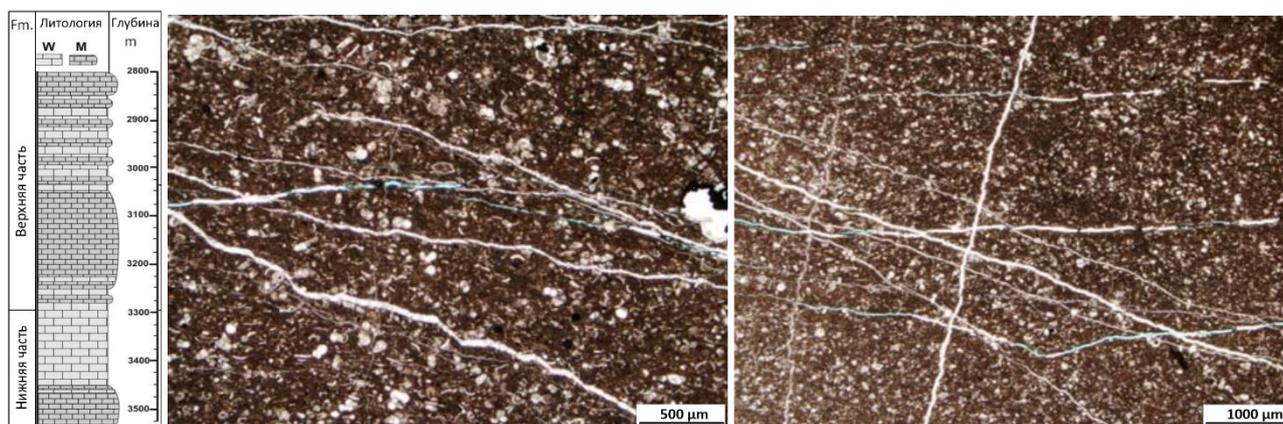


Рис. 3. Микрофотографии вакстоуна, отобранного на глубине 3120,66 м из скв. Омар 2111, с привязкой к литологической колонке

Влияние трещин на герметичность формации Шираниш имеет решающее значение. В незатронутых трещинами зонах формация остаётся высокоэффективной крышкой, предотвращая движение УВ и удерживая их на месте. Однако в местах, где трещины развиты, эффективность герметичности снижается, что позволяет эпизодически мигрировать УВ [Brew et al., 1999]. Эти трещины могут служить каналами, соединяющими нефтематеринскую породу с вышележащими или соседними резервуарами, что объясняет подпитку миоценовых месторождений в Евфратском рифтовом бассейне [Sawaf et al., 1993]. Таким образом, формацию Шираниш можно рассматривать с точки зрения нетрадиционных коллекторов.

Геофизическая характеристика

Геофизический каротаж скважин использовался для изучения литологических свойств на более крупном масштабе вдоль формации Шираниш (средняя толщина 500 м) и для выявления литологической последовательности и индикаторов УВ в этих горных породах.

Гамма-каротаж

Органообогащённые аргиллиты обычно демонстрируют повышенные значения гамма-излучения по сравнению с неорганическими аргиллитами и известняками. Это связано с тем, что ОВ часто содержит уран, обладающий высокой радиоактивностью, что вносит значительный вклад в сигнал гамма-каротажа.

Типичные значения гамма-каротажа для неорганических аргиллитов находятся в диапазоне 10,2-18 мкР/ч единиц. В органообогащённых аргиллитах ГК может превышать 18-26,25 мкР/ч, в зависимости от содержания общего органического углерода и концентрации урана.

Для неорганических известняков значения ГК, как правило, варьируют от 1,8 до 5,4 мкР/ч, тогда как вблизи органообогащённых известняков значения могут достигать 9-25,2 мкР/ч.

В скважинах месторождения Омар (1871, 1901, 1911, 1931, 1953, 1941, 1961, 1981, 1851, 2101) значения ГК в зонах переслаивания известняков и аргиллитов в USF составляют в среднем 21,6-27 мкР/ч, а в нижней части - 12,6-19,8 мкР/ч. В скважинах месторождения Тайяна (1011, 1031, 1041, 1051, 1061, 1101, 1131) средние значения ГК - 19,8-23,4 мкР/ч в верхней части свиты и выше 10,8 мкР/ч в нижней.

Акустический каротаж

Аргиллиты, богатые органикой, характеризуются более высоким временем пробега волны по сравнению с породами, обедненными ОВ. Это объясняется более низкой плотностью органики и развитой микропористостью матрицы. Типичные времена пробега в органообогащённых аргиллитах и известняках находятся в диапазоне 229,659-328 $\mu\text{s}/\text{m}$ и выше, в зависимости от степени зрелости ОВ и его содержания.

Для USF и LSF в скважинах месторождений Омар и Тайяна зафиксировано среднее значение времени пробега - 246 $\mu\text{s}/\text{m}$, что указывает на наличие органического материала и на высокий нефтематеринский потенциал породы.

На рис. 4 выделены повышенные значения гамма-каротажа и акустического каротажа в интервалах с высоким содержанием ОВ, что соответствует собранным образцам. Кроме того, определены интервалы с благоприятными значениями пористости и проницаемости.

На рис. 5 показана секция каротажа по скважинам Омар 1071-1961-2101, где использованы гамма-каротаж (ГК), нейтронный (NPHI) и плотностной (ROHZ) каротаж для уточнения литологии и содержания общего органического углерода (ТОС) в формации Шираниш. В USF-2 зафиксированы стабильно высокие значения ТОС (3,5-3,8%), тогда как в LSF значения кривой ТОС весьма переменны.

На рис. 6 показана секция каротажа по скважинам Тайяна 1031-1041-1051, где использованы гамма-каротаж (ГК), нейтронный (NPHI), плотностной (ROHZ), акустический (Sonic) каротаж для уточнения литологии и содержания общего органического углерода (ТОС) в формации Шираниш. В USF-2 зафиксированы стабильно высокие значения ТОС (3,5-3,7%), тогда как в LSF значения ТОС - очень низкие.

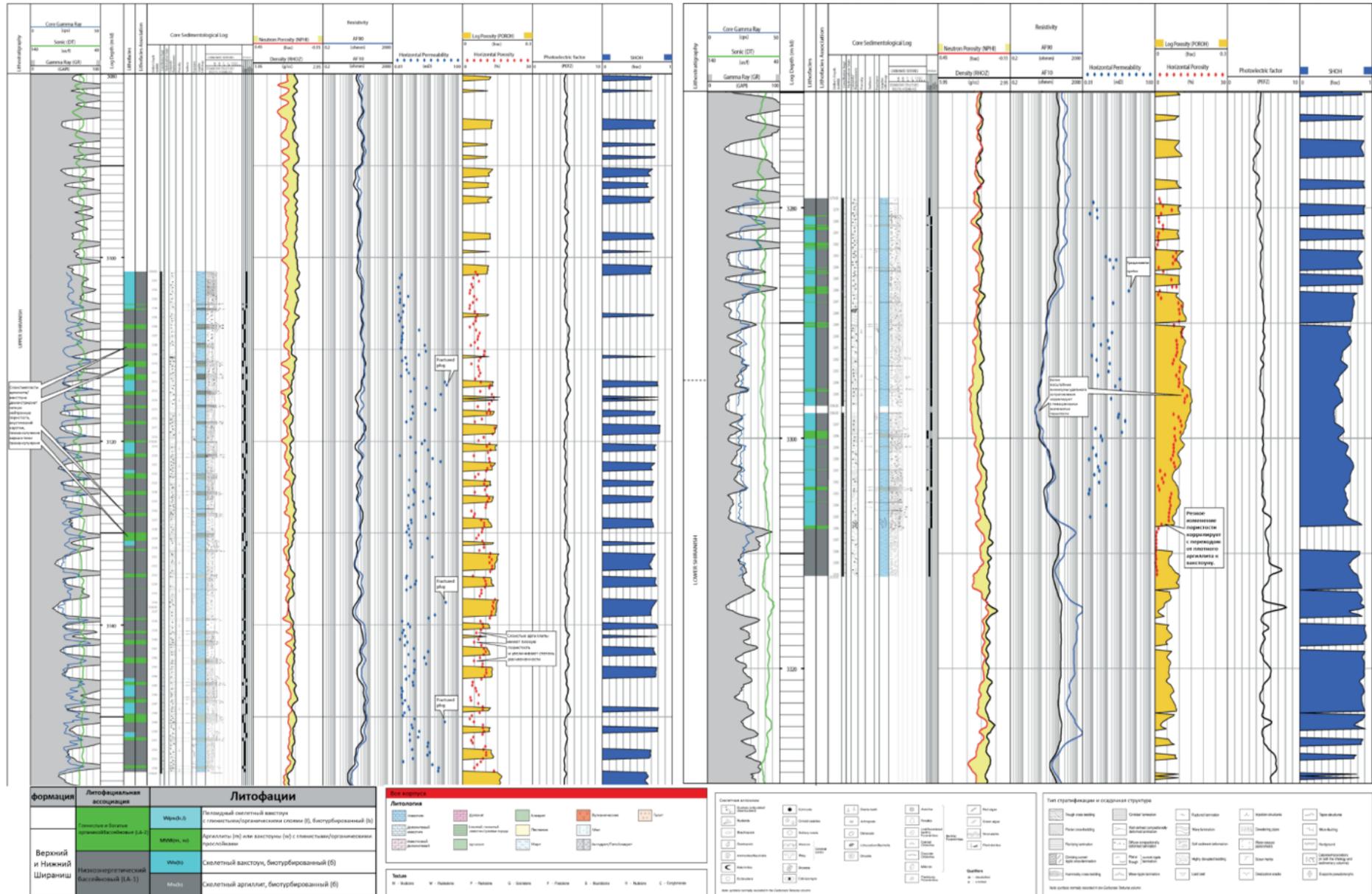


Рис. 4. Планшет геофизических исследований скважины Омар-2111

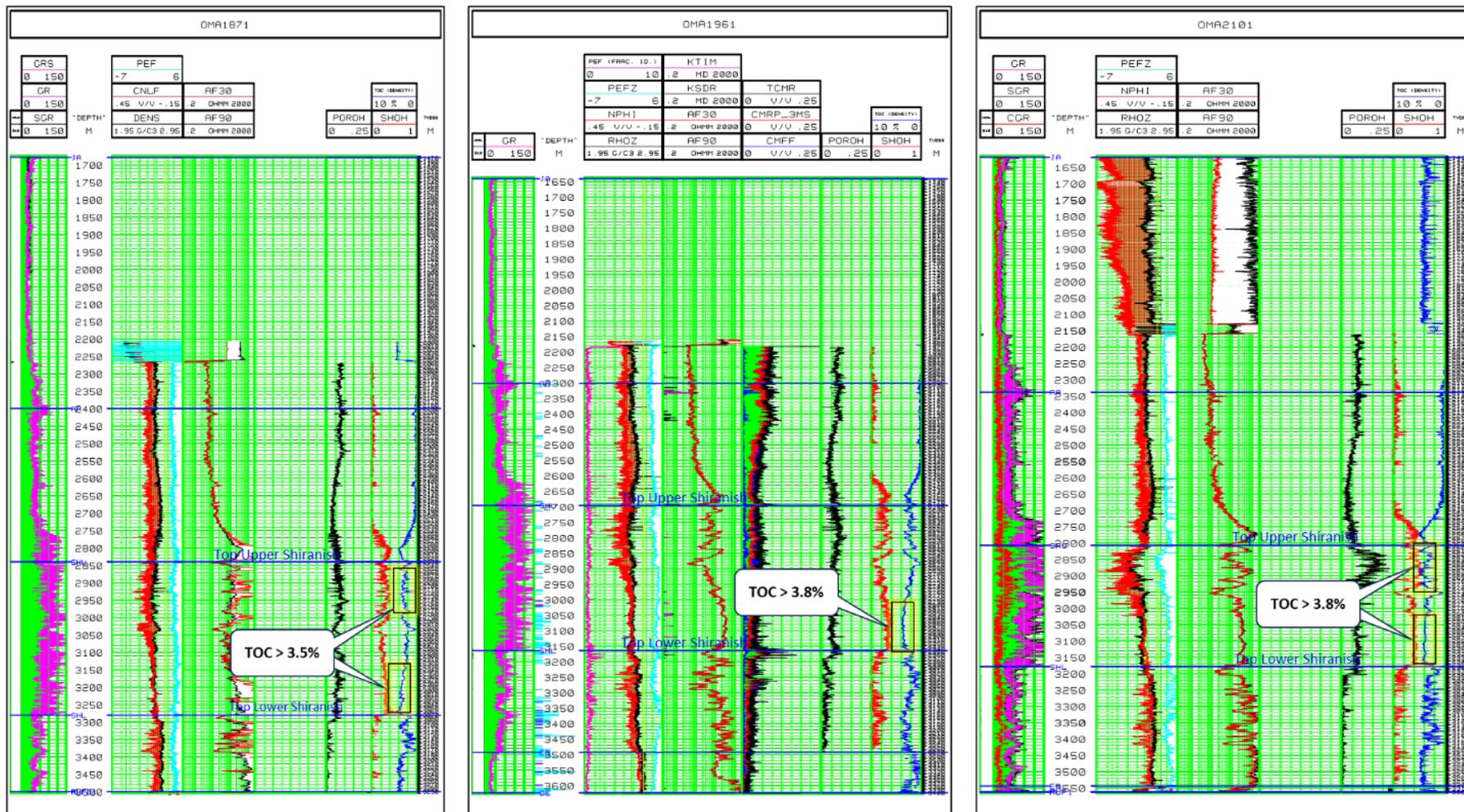


Рис. 5. Планшет геофизических исследований в скважинах Омар 1071-1961-2101

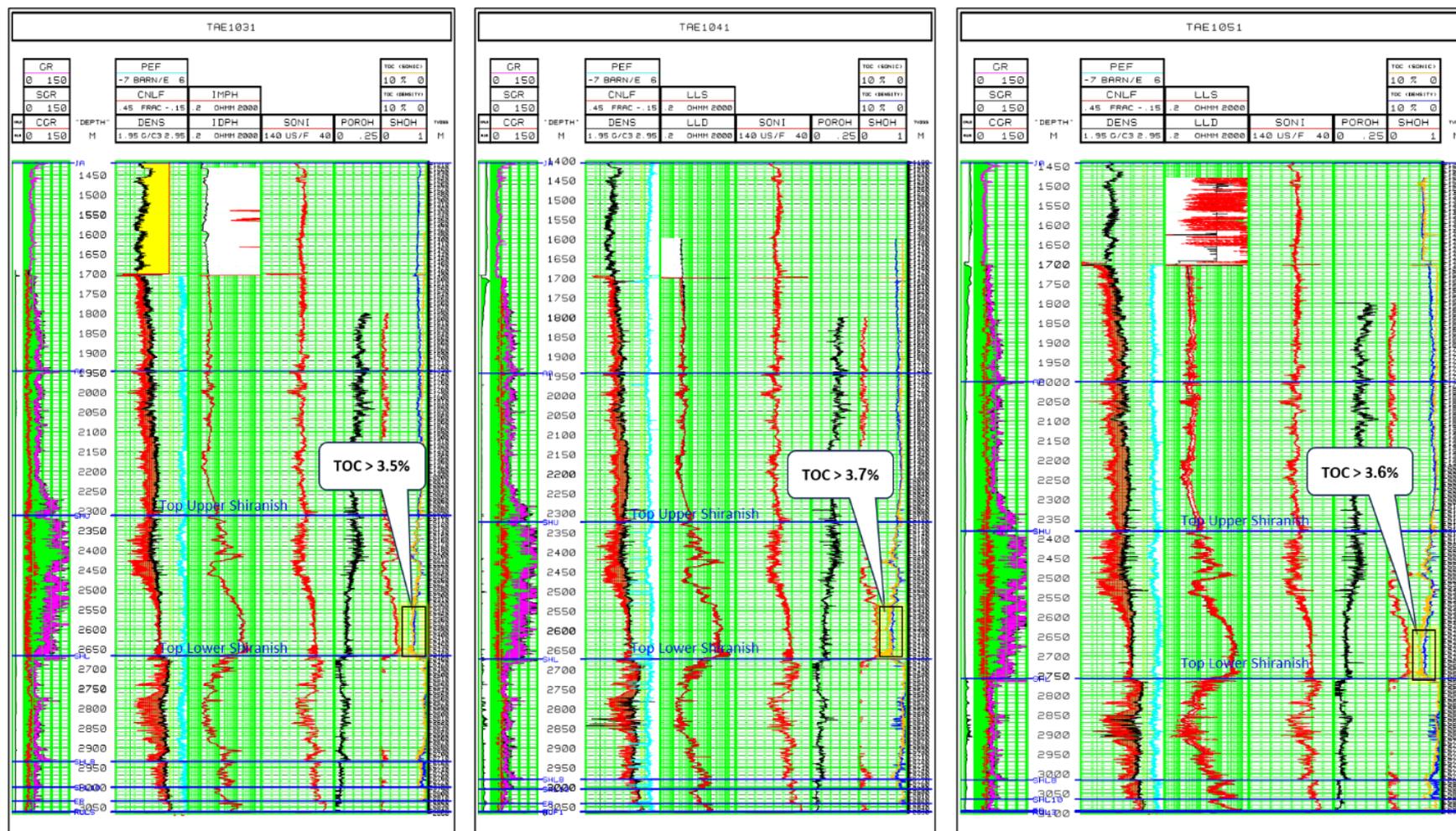


Рис. 6. Планшет геофизических исследований в скважинах Тайяна1031-1041-1051

Геохимическая характеристика

Потенциал генерации УВ формации Шираниш определяется в первую очередь двумя факторами: ТОС и зрелостью керогена.

С помощью метода Rock-Eval изучены и проанализированы 94 образца горных пород из 11 скважин, расположенных на месторождениях Омар, Танак, Сиджан, Джарноф, Тайяна, Малех, Ая, Гальбан. Также в работе использованы данные из предшествующих работ [Ismail, 2011; Aldahik, 2010], охватывающих территорию исследования с глубинами от 1500 до 3700 м, соответствующими USF и LSF, с целью определения значений ТОС.

На этой основе построены зависимости Tmax от глубины (рис. 10А) и ТОС от глубины (рис. 10В), которые откалиброваны с использованием данных каротажа из этих скважин.

Содержание общего органического углерода (ТОС)

В формации Шираниш ТОС варьирует по всему бассейну, однако в районах, где оно превышает 2%, формация считается хорошей или отличной материнской породой [Peters, Cassa, 1994]. Значения ТОС выше этого порогового уровня указывают на высокую концентрацию ОБ, способного генерировать значительные объемы УВ, оно изменяется с глубиной, причем самые высокие значения зафиксированы на глубинах от 2800 до 3350 м, где расположена формация Шираниш.

Содержание ТОС в образцах формации Шираниш показывает, что осадки в USF и LSF имеют четкую флуктуацию значений ТОС от 1 до 5%, что свидетельствует о высокой степени изменчивости содержания ОБ как в вертикальном (в пределах одной скважины), так и в горизонтальном направлениях (между скважинами). Замечены систематические изменения: в осадочной последовательности формации Шираниш наибольшее содержание ТОС наблюдается в центральной и северо-западных частях, в USF-1, где расположены скважины 1, 2 и 11. В этом районе содержание ТОС колеблется от 2,30 до 6,40%. Согласно классификации К. Питерса и М.Р. Кассы, USF имеет нефтяной потенциал от «очень хорошего» до «отличного» [Peters, Cassa, 1994]. LSF в этом районе имеет более низкое содержание ТОС (1-3,9%), что указывает на «хорошие» и «очень хорошие» нефтематеринские породы по генерационному потенциалу. Восточная часть исследуемой территории характеризуется промежуточными значениями ТОС в USF-1 с содержанием от 2,6 до 4,6%, в то время как LSF и нижняя часть USF (USF-2) имеют самые низкие значения ТОС (1-1,5%). В скв. 8 формации отмечено наименьшее содержание ТОС с значениями от 2 до 3% в USF-1 и от 1 до 2% в USF-2 и LSF. Породы из скважин 9 и 10 содержат низкие концентрации ОБ [Ismail, 2011].

По сравнению с USF и LSF в центральной и северо-западных частях относительно низкое содержание ТОС в LSF в восточной части, а также в USF и LSF в южной и юго-восточной

частях, вероятно, обусловлено эффектами дилатации, вызванными высокой скоростью осадкообразования и худшими условиями сохранения ОБ. С другой стороны, USF и LSF в центральной части имеют относительно более высокое содержание ТОС. Эта разница может быть результатом более благоприятных условий осадконакопления.

Кероген

Классификация типа керогена на основе данных пиролиза Rock-Eval и диаграмм соотношения HI (водородный индекс) и OI (кислородный индекс) показывает, что USF и LSF содержат ОБ различного происхождения. В USF-2 преобладает кероген II типа, из которого преимущественно генерируются жидкие УВ [Peters, Cassa, 1994] источником служили зоо- и фитопланктон, обитающие в морской среде. USF-1 содержит кероген II и II/III типов, а в LSF преобладает смешанный тип керогена II/III, что говорит о значительном вкладе ОБ наземного происхождения (рис. 7).

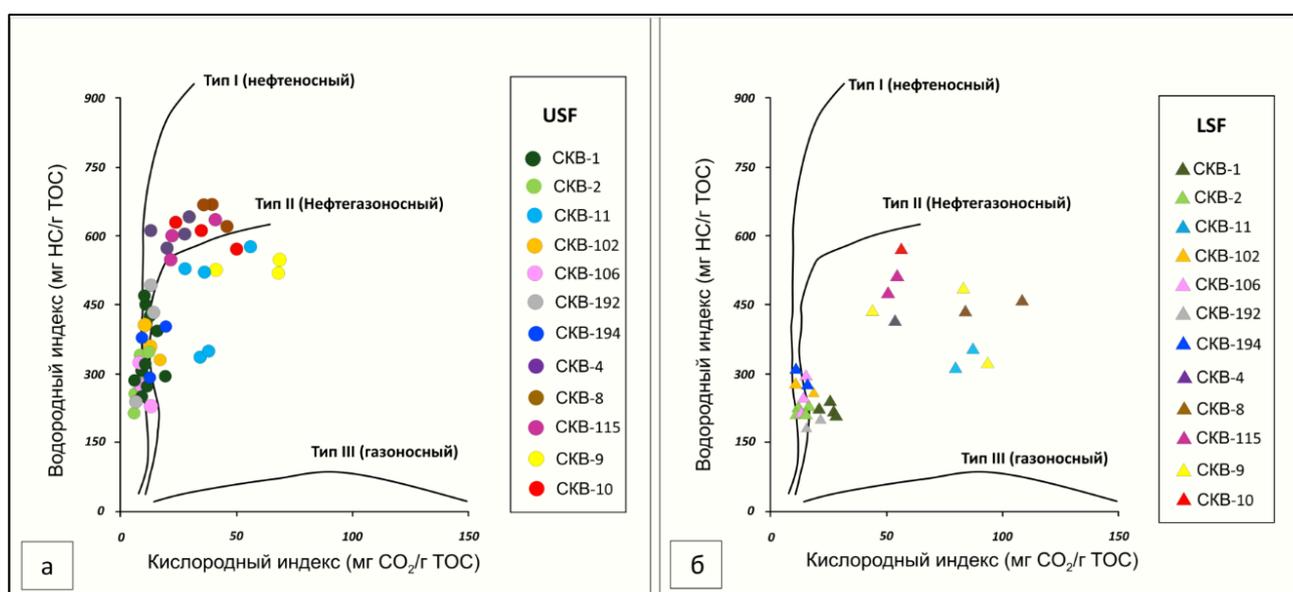


Рис. 7. Модифицированные диаграммы Ван-Кревелена

a - для USF, *б* - для LSF.

Наиболее богатые интервалы соответствуют UFS-1 благодаря благоприятным условиям осадконакопления для сохранности ОБ. Дополнительно ТОС подтверждает эти интерпретации. Повышенные значения ТОС (>2%) в USF-1 указывают на сильные аноксические условия во время осадконакопления, способствующие сохранению ОБ. Это наблюдение соответствует тенденциям HI и подтверждает, что USF-1 представляет собой значительный интервал материнской породы с хорошим и отличным нефтегазовым потенциалом [Aldahik, 2010].

Показатели водородного индекса (HI) значительно различаются между скважинами и

структурными зонами. Образцы, отобранные из скважин 1, 2, 106, 102, 194, 192 и 11, демонстрирует умеренные и высокие значения HI (212-577 мг УВ/г ТОС), что указывает на «хороший» нефтяной потенциал и преобладание ОВ, склонного к образованию нефти. Наименьшие значения HI наблюдаются в скважинах 1, 102, 106 в LSF, варьируют от 212 до 275 мг УВ/г ТОС. Однако эти значения сопровождаются высокими значениями кислородного индекса (OI) - от 9 до 31 мг CO₂/г ТОС. USF в этих скважинах характеризуется значениями HI в пределах 263-577 мг УВ/г ТОС, при более низких значениях OI - от 8 до 20 мг CO₂/г ТОС.

В скважинах 2, 192, 194 наблюдается тенденция увеличения HI к верхам разреза со значениями от 216 до 363 мг УВ/г ТОС в USF и от 214 до 324 мг УВ/г ТОС в LSF. Значения OI выше в LSF и в USF-2, варьируя от 11 до 22 мг CO₂/г ТОС, тогда как USF-1 характеризуется более низкими значениями OI - от 6 до 9 мг CO₂/г ТОС.

В скв. 11 LSF и USF-2 значения HI более низкие - от 314 до 354 мг УВ/г ТОС, при этом значения OI находятся в пределах 56-86 мг CO₂/г ТОС, что выше по сравнению с USF-1. USF-1 характеризуется более высокими значениями HI - от 349 до 577 мг УВ/г ТОС, и более низкими значениями OI - от 28 до 38 мг CO₂/г ТОС.

Образцы из USF-1, отобранные из скважин 8 и 4, показывают высокие значения HI (623-670 и 415-554 мг УВ/г ТОС соответственно). Наиболее высокие значения наблюдаются в скв. 8 - 623-670 мг УВ/г ТОС, при более низких значениях OI (36-46 и 10-30 мг CO₂/г ТОС соответственно). LSF и USF-2 также имеют высокие значения HI (436-459 и 427-437 мг УВ/г ТОС соответственно). Это свидетельствует о хорошо сохранившемся ОВ в аноксических условиях.

В скв. 10 наблюдается снижение HI и увеличение OI от основания к верху формации (375-639 мг УВ/г ТОС и 24-56 мг CO₂/г ТОС соответственно). Источником ОВ служили организмы, обитавшие в морской обстановке. Генерировать такие породы будут преимущественно жидкие УВ.

Анаэробные условия, преобладавшие во время отложения USF-1, способствовали высоким значениям ТОС и HI, благоприятствуя сохранению керогена, склонного к генерации нефти. В то же время в LSF и нижних частях USF наблюдается переход от анаэробных к субоксическим условиям, что привело к смешанному составу ОВ и варибельному УВ-потенциалу.

Зрелость органического вещества

Зрелость ОВ является показателем степени его термической эволюции. В формации Шираниш кероген достиг высокой степени зрелости в определённых районах, особенно там, где глубина захоронения и геотермический градиент достаточны для начала термического

разложения ОВ. Зрелость оценивается по таким параметрам, как отражательная способность витринита (R_o) и значения T_{max} , полученные при пиролизе Rock-Eval.

Оценки термической зрелости с использованием T_{max} и индекса продуктивности (PI) предоставляют важную информацию о потенциале генерации УВ формации Шираниш. Значения T_{max} , отражающие термическую эволюцию керогена, варьируются в разных структурных районах (рис. 8). В центральной и северо-западной частях скважин 1, 2, 106, 102, 194, 192 и 11 отмечены значения T_{max} в диапазоне от 432 до 446 °С, что свидетельствует о том, что ОВ достигло «нефтяного окна» и способно к генерации УВ. Напротив, в скважинах 4, 8, Танак-140 значения T_{max} колеблются между 426 и 441 °С, указывая на переход от незрелой к начальной стадии зрелости. Аналогично скв. 10 демонстрирует значения T_{max} от 433 до 438 °С, что говорит о том, что этот район находится на ранних стадиях термической зрелости.

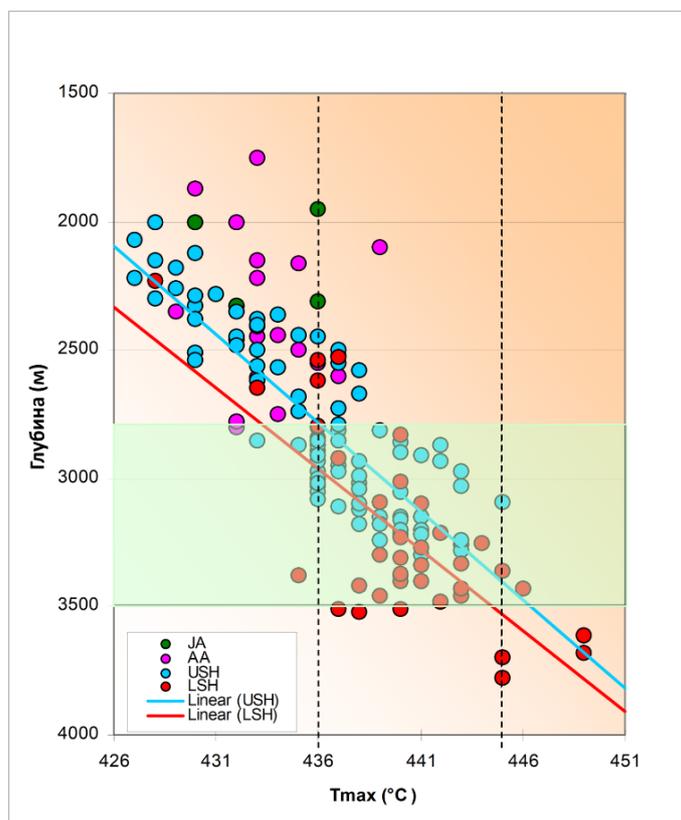


Рис. 8. График зависимости зрелости органического вещества от глубины

Индекс продуктивности (PI), используемый для оценки степени генерации УВ, дополнительно подтверждает эти выводы. В центральной области значения PI варьируют от 0,1 до 0,7, причем некоторые образцы показывают повышенные значения, что может быть связано с загрязнением мигрировавшими УВ. Относительно высокие значения PI в этом регионе указывают на активную генерацию УВ и возможный процесс их вытеснения. В

отличие от этого, в восточной, южной и юго-восточной областях наблюдаются более низкие значения PI , что согласуется с их меньшей степенью зрелости и ограниченной генерацией УВ.

Диагенетические процессы, включая погружение и термическую эволюцию, повлияли на преобразование ОБ. Центральная часть района исследований, характеризующаяся более высокими значениями T_{max} и PI , подверглась более интенсивному термическому воздействию, что делает её более перспективной зоной генерации УВ. В отличие от этого, восточная и юго-восточная части изученной территории испытали ограниченную термическую эволюцию, что снизило их потенциал генерации УВ.

Генерационный потенциал

Качество ОБ и его способность генерировать УВ значительно варьируют по формации Шираниш. Анализ пиролиза Rock-Eval, включая измерения свободных УВ ($S1$) и остаточный генерационный потенциал ($S2$), выявляет различия между структурными зонами. Центральная и северо-западная части, представленные скважинами 1, 2, 106, 102, 194, 192 и 11, демонстрируют высокие значения $S1$ в пределах от 1,09 до 37 мг УВ/г породы, что указывает на присутствие мигрировавших УВ и относительно высокую термическую зрелость.

В то время как скважины на юге и юго-востоке изучаемой территории (Тайяна-117, Танак-140, 4, 8, 10 и 115) показывают значительно более низкие значения $S1$ (0,02-0,07 мг УВ/г породы), что свидетельствует об отсутствии свободных УВ вследствие низкой степени зрелости.

Значения $S2$, отражающие потенциальную генерацию УВ, также демонстрируют региональные различия. Центральная часть характеризуется умеренно высокими значениями $S2$, что свидетельствует о значительном потенциале генерации УВ. В противоположность этому, скважины Тайяна-117, Танак-140, 4, 8, 10 и 115 имеют несколько более низкие значения $S2$, что указывает на сниженный УВ-потенциал, несмотря на высокие значения ТОС. Это связано с более высокой зрелостью пород и как следствие с более активными процессами эмиграции УВ, что характерно изменениям условий осадконакопления, которые, по-видимому, оказали влияние на сохранность и преобразование ОБ [Ismail, 2011].

Данные геохимических исследований методом Rock-Eval использовались для построения карт распределения геохимических параметров по площади, а также послужили фактическим материалом при проведении бассейнового моделирования.

Для составления карт дополнительно проводилась калибровка путем построения кривых ТОС и их сопоставления с акустическим и плотностным каротажом. Полученные значения использованы для создания карты ТОС с целью определения, где ОБ в формации Шираниш на сегодняшний день достигло зрелости (рис. 9).

Измерение общего органического углерода по данным каротажа основывается главным образом на двух типах диаграмм: плотностных и акустических. Однако на эти измерения влияет литология, особенно содержание глинистых пород, поэтому при использовании этих измерений для расчета содержания органического углерода необходимо исключить отклики, возникающие из литологических сред, и выполнить калибровку.

Калибровка значений ТОС по данным каротажа с результатами лабораторных исследований кернa предполагает интеграцию косвенных измерений каротажа с прямыми лабораторными данными для повышения точности. Процесс начинается со сбора соответствующих каротажных данных, таких как гамма-каротаж, сопротивление, плотностной и нейтронный каротаж, наряду с данными ТОС, полученными из кернa с помощью пиролиза Rock-Eval. Глубинная привязка обеспечивает корректное совмещение каротажных и керновых данных с использованием корреляции гамма-каротажа и сопротивления. Оценка ТОС по каротажу выполняется с помощью эмпирических методов, таких как техника $\Delta\log R$, объединяющая данные сопротивления и пористометрии, или плотностных подходов, в то время как передовые методы используют многомерную регрессию или спектроскопические каротаж для повышения точности. Затем проводится калибровка каротажных и керновых данных путем сопоставления расчетных значений ТОС с лабораторными, после чего выполняются регрессионные поправки для уточнения модели. Анализ неопределенностей позволяет выявить расхождения с учетом таких факторов, как литология, зрелость ОВ или состояние ствола скважины. После валидации откалиброванная модель применяется к другим скважинам на месторождении, что позволяет надежно прогнозировать ТОС в интервалах без отбора кернa. Такая системная интеграция каротажных и керновых данных обеспечивает достоверную количественную оценку ТОС, что крайне важно для анализа богатых органикой пород.

В зонах, где значения R_o превышают 0,6%, кероген находится в пределах «нефтяного окна» (рис. 10б). Наблюдается прямая зависимость между количеством сгенерированных УВ, количеством ТОС и зрелостью керогена (см. рис. 10).

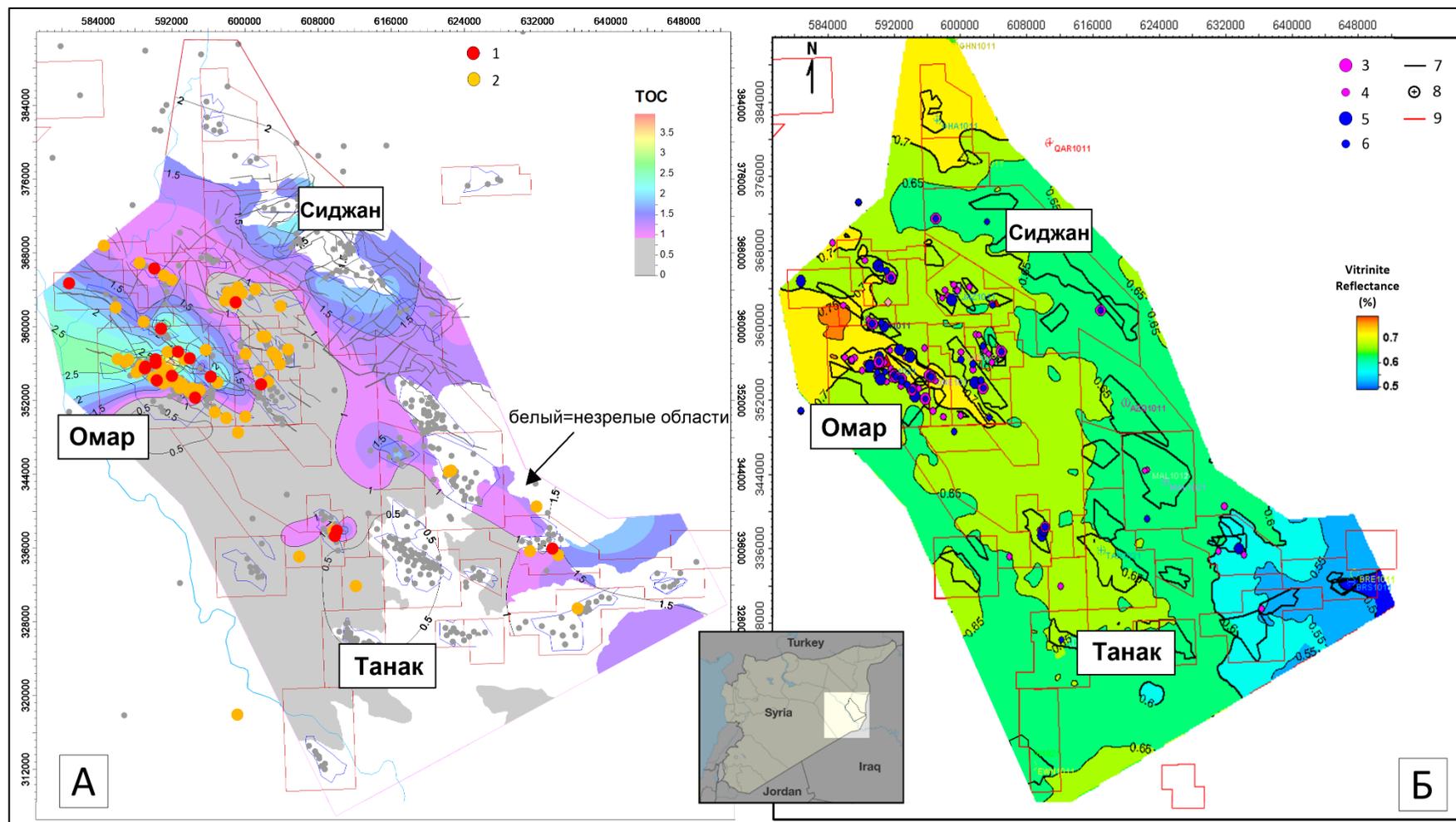


Рис. 10. Карта изменения общего органического углерода (%) и количества сгенерированных углеводородов для кровли LSF (А) и карта изменения отражательной способности витринита и сгенерированных углеводородов, полученная в результате бассейнового моделирования (Б)

1 - большой поток LSF; 2 - низкий поток LSF; 3 - большой поток USF; 4 - низкий поток USF; 5 - большой поток LSF; 6 - низкий поток LSF; 7 - граница месторождения; 8 - разведочная скважина; 9 - граница разведочного блока.

Эмиграция углеводородов

Эмиграция УВ - процесс высвобождения УВ из материнской породы и их движения в недрах, происходящий, когда давление генерируемых УВ превышает способность породы удерживать их, создавая микротрещины, которые служат путями миграции. Более высокое содержание органики и избыточное давление повышают эффективность вытеснения. Естественные трещины и разломы в материнской породе (такие же обнаружены в породах формации Шираниш) играют ключевую роль в этом процессе, обеспечивая пути миграции УВ. Время вытеснения также имеет критическое значение: для данного случая оно, вероятно, произошло в позднем мелу, что совпадает с периодом формирования ловушек, где УВ смогли аккумулироваться, а не рассеяться [Aldahik, 2010].

Моделирование эмиграции УВ представляет собой сложный процесс, интегрирующий геологические, геохимические и геофизические данные для воссоздания процессов от генерации в материнской породе до миграции в ловушки. С использованием специализированного программного обеспечения восстановлена история погружения и термической эволюции USF и LSF для определения времени образования очагов генерации УВ. Затем рассчитаны объемы вытесненных УВ с учетом факторов органической насыщенности, зрелости керогена и условий избыточного давления.

Модель распределения TOC построена на основе показателей зрелости ОВ по данным проведенных геохимических исследований образцов, отобранных из скважин, и интегрирована с результатами сейсмической инверсии, использующей адаптированный акустический импеданс (рис. 11).

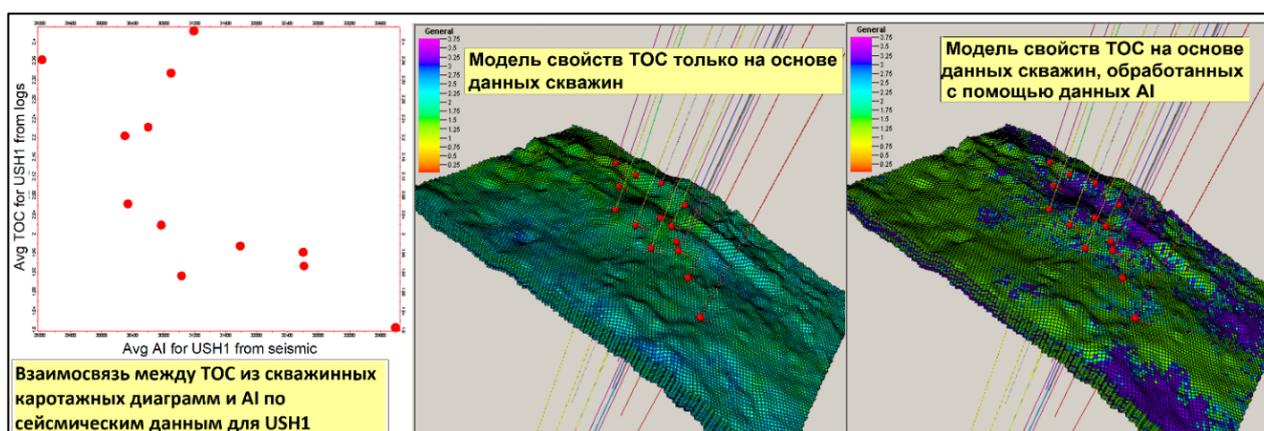


Рис. 11. Модель распределения общего органического углерода, построенная с использованием геохимических данных, а также сейсмических исследований для USF-1

Данная модель помогает понять тенденции перемещения УВ, спрогнозировать пути миграции, снизить риски разведки и оптимизировать стратегии добычи. Она играет ключевую

роль в раскрытии потенциала нефтегазоносных систем, таких как формация Шираниш в Сирии.

Миграция углеводородов

Как уже говорилось выше, одним из наиболее интересных аспектов формации Шираниш является роль естественных трещин в обеспечении миграции УВ. В районах, где формация подвергалась тектоническим напряжениям, образовались микротрещины и разломы, создающие пути для миграции УВ из материнской породы к поверхности или в ловушки. Эти трещины часто являются результатом региональных тектонических событий, таких как поднятие блоков фундамента. Наличие трещин особенно важно для низкопроницаемых материнских пород, где эмиграция может быть затруднена. Трещины увеличивают проницаемость породы, позволяя УВ более эффективно высвободиться и мигрировать.

Пути миграции картированы с использованием сейсмических данных и анализа трещиноватости, что позволило смоделировать движение УВ через проводящие каналы к местам аккумуляции в ловушках. Модель верифицирована на основе реальных данных, таких как результаты бурения скважин и геохимических показателей, для обеспечения ее точности и достоверности. Например, в нескольких скважинах исследуемого района (Омар 192, Джарноф 103, Сиджан 137) зафиксированы естественные выходы УВ на поверхность, особенно в зонах с развитой сетью трещин.

Интеграция геологических, геофизических и геохимических данных позволила построить карту эмиграции УВ, которая дает представление об объемах и путях миграции нефти (рис. 12).

Такой комплексный подход не только углубляет понимание процессов, происходящих в недрах, но и направляет разведочные работы, выявляя наиболее перспективные участки для скопления УВ.

Направление геологоразведочных работ

Изначально формацию Шираниш начали детально изучать благодаря естественным выходам УВ. Позже разведочные работы проведены в районах с высокими ТОС и степенью зрелости керогена в формации Шираниш. Разведочные и эксплуатационные скважины, пробуренные в этих районах, позволили получить ценные данные о характеристиках формации, включая ее мощность, литологические и геохимические свойства. Эти скважины также помогли выявить структурные и стратиграфические особенности, контролирующие миграцию и аккумуляцию УВ. Например, скважины в зонах с развитой сетью трещин показали более высокие дебиты, что подчеркивает важность трещиноватости для повышения

продуктивности. В настоящее время формация Шираниш рассматривается как нетрадиционный источник УВ, когда нефтематеринская порода одновременно является и вмещающим коллектором. Поэтому важной задачей становится выбор перспективных участков для будущей разведки и последующей разработки нетрадиционных залежей.

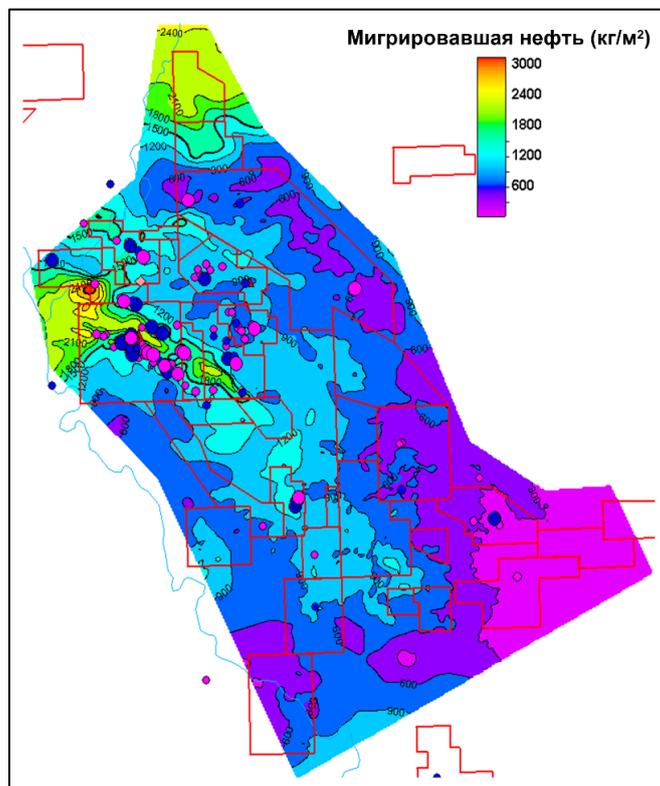


Рис. 12. Карта плотности эмиграции нефти по результатам бассейнового моделирования

Для определения районов с наибольшим потенциалом извлекаемых запасов необходимо количественно оценить объемы нефти, оставшейся в материнской породе. Эта задача решается путем создания карты остаточной нефти - важного инструмента, интегрирующего различные данные и методы моделирования. Комбинируя карты ТОС и зрелости ОБ, данные пиролиза Rock-Eval и информацию по скважинам, сначала строится карта генерации нефти, дающая полное представление об объемах образовавшихся УВ. Затем, путем вычитания объемов эмигрировавшей нефти и повторного моделирования сценариев аккумуляции с использованием данных бассейнового моделирования и структурных карт, создается итоговая карта остаточной нефти (рис. 13). Эта карта точно показывает перспективные участки со значительными объемами извлекаемой нефти, служа важным ориентиром для целенаправленной разведки и освоения ресурсов.

Участки в диапазоне от красного до оранжевого цвета на карте представляют наиболее перспективные и потенциально нефтеносные зоны с максимальными объемами остаточной

нефти. Зоны с меньшим потенциалом показаны в диапазоне от оранжевого до желтого цвета. Участки от зеленого до фиолетового цвета считаются неперспективными для разведки с минимальным нефтегазовым потенциалом (см. рис. 13).

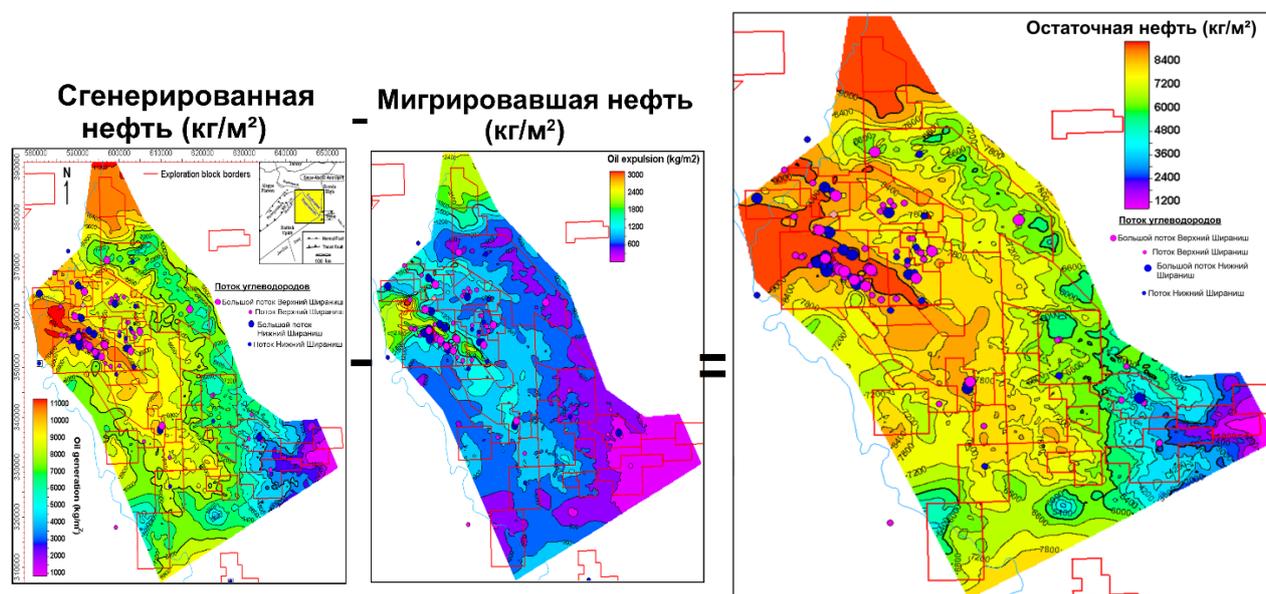


Рис. 13. Алгоритм вычисления остаточной нефти для кровли LSF

Заключение

Способность формации генерировать и вытеснять УВ дополнительно усиливается благодаря наличию естественных трещин и разломов, которые облегчают миграцию в вышележащие коллекторы и приводят к поверхностным проявлениям. Применение современных геологических, геофизических и геохимических методов моделирования, включая сейсморазведку, интеграцию данных скважин и бассейновое моделирование, позволило получить ценную информацию о нефтегазовом потенциале формации.

Эти инструменты дали возможность создать прогнозные модели, такие как карты распределения ТОС, карты вытеснения и карты остаточной нефти, которые имеют решающее значение для определения перспективных зон разведки и добычи. Обнаружение естественных выходов УВ в скважинах с развитой сетью трещин подчеркивает важность структурных особенностей для повышения эффективности извлечения УВ.

Целенаправленные разведочные работы в высокопотенциальных зонах, основанные на этих комплексных моделях, откроют путь к полномасштабному освоению экономического потенциала формации Ширанищ, что внесет значительный вклад в развитие энергетических ресурсов региона.

Литература

Aldahik A. Crude Oil Families in the Euphrates Graben Petroleum System // PhD Thesis. - 2010. - 273 p. DOI: [10.14279/depositonce-2678](https://doi.org/10.14279/depositonce-2678)

Al-Maleh A.K., Mouty M. Petroleum geology of the Paleozoic and Mesozoic of Syria: Source rocks and hydrocarbon habitats // Middle East Petroleum Geosciences Conference. Vol. 2, Gulf PetroLink, Bahrain, M. Al-Husseini (Ed.), 1994. - P. 543-552.

Barrier E., Machhour L., Blaizot M. Petroleum systems of Syria. In L. Marlow, C. Kendall, L. Yose, eds., Petroleum systems of the Tethyan, region // AAPG Memoir 106. - 2014. - P. 335-378. DOI: [10.1036/13431862M1063612](https://doi.org/10.1036/13431862M1063612)

Brew G., Best J., Barazangi M., Sawaf T. Tectonic evolution of the NE Palmyride mountain belt, Syria: the Bishri crustal block // Journal of the Geological Society. - 2003. - Vol. 160. - No. 5. - P. 677-685. DOI: [10.1144/0016-764902-161](https://doi.org/10.1144/0016-764902-161)

Brew G.E., Litak R.K., Barazangi M., Sawaf T. Tectonic Evolution of Northeast Syria: Regional Implications and Hydrocarbon Prospects // GeoArabia. - 1999. - Vol. 4. - No. 3. - P. 289-318. DOI: [10.2113/geoarabia0403289](https://doi.org/10.2113/geoarabia0403289)

Ismail S. Sedimentology and Petroleum Potential of the Late Cretaceous Shiranish Formation in the Euphrates Graben, Syria // PhD Thesis. - 2011. - P. 1-267. DOI: [10.14279/depositonce-2735](https://doi.org/10.14279/depositonce-2735)

Kent W.N., Hickman R.G. Structural development of Jebel Abd Al Aziz, Northeast Syria // Geo Arabia. - 1997. - Vol. 2. - No.3. - P. 307-330. DOI: [10.2113/geoarabia0203307](https://doi.org/10.2113/geoarabia0203307)

Litak R.K., Muawia Barazangi, Graham Brew, Tarif Sawaf, Anwar Al-Imam, Wasif Al-Youssef. Structure and Evolution of the Petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria // AAPG Bulletin. - 1998. - V. 82. - No. 6. - P. 1173-1190.

Peters K., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry // The petroleum System from source to trap. AAPG; eds. L.B. Magoon, W.G. Dow. - 1994. - Ch. 5. - P. 93-117.

Sawaf T., Al-Saad D., Gebran A., Barazangi M., Best J.A., Chaimov T. Structure and stratigraphy of eastern Syria across the Euphrates depression // Tectonophysics. - 1993. - Vol. 220. - No. 1-4. - P. 267-281. DOI: [10.1016/0040-1951\(93\)90235-C](https://doi.org/10.1016/0040-1951(93)90235-C)

Ziegler Martin A. Late Permian to Holocene Paleo-facies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences // GeoArabia. - 2001. - Vol. 6. - No. 3. - P. 445-504. DOI: [10.2113/geoarabia0603445](https://doi.org/10.2113/geoarabia0603445)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 19.06.2025

Published 25.08.2025

Saleh A., Khafizov S.F., Kurushina A.S., Dantsova K.I.

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia, xzero.as@gmail.com, khafizov@gubkin.ru, kurushina.a@gubkin.ru, dantsova.k@gubkin.ru

SHIRANISH FORMATION PETROLEUM POTENTIAL OF THE EUPHRATES BASIN (EASTERN SYRIA)

The results of a comprehensive study of the Shiranish Formation in the Euphrates Basin in eastern Syria are presented. The Shiranish Formation is an Upper Cretaceous oil and gas source rock with significant potential for hydrocarbon generation and migration. Its widespread occurrence, significant thickness, and high total organic carbon content combined with a high degree of kerogen maturity make it a key element of the region's petroleum systems. In addition, it is considered an unconventional source of hydrocarbons.

The study is based on a large amount of factual material, including the results of geological, geophysical, lithological, and geochemical researches. Data on geophysical well logging, microscopic description of thin sections, and geochemical parameters obtained using the Rock-Eval method are presented, on the basis of which a basin model of the studied region is constructed.

To identify areas with the highest potential for free hydrocarbons in the Shiranish Formation, the volumes of oil remaining in the source rock were quantified. To solve this problem, a residual oil map was created - an important tool integrating various data and modelling methods. This map identifies the most promising areas with significant volumes of hydrocarbons, which serve as an important benchmark for targeted exploration and development of resources.

Keywords: *Upper Cretaceous oil and gas source rock, unconventional reservoir, Rock-Eval, well logging, basin modelling, Shiranish Formation, Euphrates basin, eastern Syria.*

For citation: Saleh A., Khafizov S.F., Kurushina A.S., Dantsova K.I. Perspektivy neftegazonosnosti formatsii Shiranish v bassejne Yevfrata (vostochnaya Siriya) [Shiranish Formation petroleum potential of the Euphrates basin (eastern Syria)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/29_2025.html EDN: LXAUJQ

References

Aldahik A. *Crude Oil Families in the Euphrates Graben Petroleum System*. PhD Thesis, 2010, 273 p. DOI: [10.14279/depositonnce-2678](https://doi.org/10.14279/depositonnce-2678)

Al-Maleh A.K., Mouty M. Petroleum geology of the Paleozoic and Mesozoic of Syria: Source rocks and hydrocarbon habitats. *Middle East Petroleum Geosciences Conference*, vol. 2, Gulf PetroLink, Bahrain, Al-Husseini, M. (Ed.), 1994, pp. 543-552.

Barrier E., Machhour L., Blaizot M. Petroleum systems of Syria, in L. Marlow, C. Kendall and L. Yose, eds., *Petroleum systems of the Tethyan, region. AAPG Memoir 106*, 2014, pp. 335-378. DOI: [10.1036/13431862M1063612](https://doi.org/10.1036/13431862M1063612)

Brew G., Best J., Barazangi M., Sawaf T. Tectonic evolution of the NE Palmyride mountain belt, Syria: the Bishri crustal block. *Journal of the Geological Society*, 2003, vol. 160, no. 5, pp. 677-685. DOI: [10.1144/0016-764902-161](https://doi.org/10.1144/0016-764902-161)

Brew G.E., Litak R.K., Barazangi M., Sawaf T. Tectonic Evolution of Northeast Syria: Regional Implications and Hydrocarbon Prospects. *GeoArabia*, 1999, vol. 4, no. 3, pp. 289-318. DOI: [10.2113/geoarabia0403289](https://doi.org/10.2113/geoarabia0403289)

Ismail S. *Sedimentology and Petroleum Potential of the Late Cretaceous Shiranish Formation in the Euphrates Graben, Syria*. PhD Thesis, 2011, pp. 1-267. DOI: [10.14279/depositonnce-2735](https://doi.org/10.14279/depositonnce-2735)

Kent W.N., Hickman R.G. Structural development of Jebel Abd Al Aziz, Northeast Syria. *Geo Arabia*, 1997, vol. 2, no. 3, pp. 307-330. DOI: [10.2113/geoarabia0203307](https://doi.org/10.2113/geoarabia0203307)

Litak R.K., Muawia Barazangi, Graham Brew, Tarif Sawaf, Anwar Al-Imam, Wasif Al-Youssef. Structure and Evolution of the Petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria. *AAPG Bulletin*, 1998, vol. 82, no. 6, pp. 1173-1190.

Peters K., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry. *The petroleum System from source to trap*. AAPG; eds. L.B. Magoon, W.G. Dow, 1994, chapter 5, pp. 93-117.

Sawaf T., Al-Saad D., Gebran A., Barazangi M., Best J.A., Chaimov T. Structure and stratigraphy of eastern Syria across the Euphrates depression. *Tectonophysics*, 1993, vol. 220, no. 1-4, pp. 267-281. DOI: [10.1016/0040-1951\(93\)90235-C](https://doi.org/10.1016/0040-1951(93)90235-C)

Ziegler Martin A. Late Permian to Holocene Paleo-facies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences. *GeoArabia*, 2001, vol. 6, no. 3, pp. 445-504. DOI: [10.2113/geoarabia0603445](https://doi.org/10.2113/geoarabia0603445)