ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА

Султонов Нодир Нормуродович
PhD Каршинский государственный технический университет
Аббасова Саидахон Акмал кизи
PhD Ташкентский государственный технический университет
Мавланов Зафар Алланазарович
Самостоятельный соискатель, Каршинский государственный технический университет
Турдиев Шохжахон Шермамат угли
Докторант, Каршинский государственный технический университет
Агзамова Севара Авазовна
PhD Ташкентский государственный технический университет

Аннотация. Приведены характеристики горных пород различных фациальных зон Бухаро-Хивинского региона, а также результаты геолого-гидродинамического моделирования карбонатных пород методом гидравлических единиц потока ряда месторождений углеводородов.

Показано, что в карбонатных коллекторах выделяются поровый, порово-кавернозный, каверно-поровый, трещинно-каверновый и трещинный типы, которые различаются по фильтрационно-емкостным характеристикам. Тип карбонатных пород оказывает существенное влияние на процесс фильтрации нефти и газа в пласте, а также на коэффициенты извлечения углеводородов.

Ключевые слова. Регион, месторождение, горизонт отложение, фация, порода, тип, карбонат, метод, пористость, проницаемость, разрез.

Аннотация. Бухоро-Хива регионидаги турли фациал зоналардаги тоғ жинсларининг хусусиятлари, ҳамда бир қатор углеводород конларининг оқимини гидравлик бирлиги усули билан карбонат жинсларни геологик-гидродинамик моделлаштириш натижалари келтирилган.

Карбонат коллекторларда фильрацион-ҳажмий хусусиятлари билан фарқ қилувчи ғовакли, ғовак-кавакли, кавак-ғовакли, дарзли-кавакли ва дарзли турлари ажратилган. Карбонат жинслар турлари қатламда нефт ва газни фильтрация жараёнига, ҳамда углеводородларни чиқариб олишга катта таъсир этади.

Abstract. The characteristics of the rock formations of various facies zones in the Bukhara-Khiva region are presented, along with the results of geologic-hydrodynamic modeling of carbonate rocks using the hydraulic flow unit method across several hydrocarbon fields. It is shown that in carbonate reservoirs, different

ISSN 3030-3907

types can be distinguished: porous, porous-cavernous, cavernous-porous, fractured-cavernous, and fractured types, which differ in filtration-capacity characteristics. The type of carbonate rock has a significant impact on the oil and gas filtration process in the reservoir, as well as on the hydrocarbon recovery coefficients.

Keywords: Region, field, horizon of deposition, facies, rock, type, carbonate, method, porosity, permeability, section.

Введение

На территории Узбекистана установлена пять нефтегазоносных регионов: Устюртский, Бухаро-Хивинский, Сурхандарьинский, Юго-Западно-Гиссарский и Ферганский, которые отличаются друг от друга по геологическому строению [3; с.8-11, 10; с.107-128, 5; с.13-16, 7; с.128-156].

Бухаро-Хивинский регион охватывает северо-восточный борт Амударьинского содиментационного бассейна, в пределах которого отложения юрской карбонатной формации перекрыты мощной толщей соляно-ангидритовой формации.

Этот региона является основном газонефтедобывающим регионам республики. Продуктивные горизонты приурочены к юрским и меловым отложениям, глубина залегания которых достигает от 700 до 3500 м и выше по разрезу. В целях повышения эффективности геологоразведочных работ и разработки месторождений углеводородов актуальным является выделение особенностей пород продуктивных горизонтов с применением современных методов моделирования.

Материалы и методы

На территории Бухаро-Хивинского региона выделяются три генетических типа разрезов, соответствующих трём фациальным (рис.1): I зона - предрифовой депрессионной фации (ДФ) некомпенсированного прогиба; II зона - рифовой фации (РФ) барьерно-рифовой системы (БРС) и III зона - зарифовой лагунной фации (ЛФ) [5; с.180-195, 4; с.13-18, 15; с.22-25, 14; с.3-4, 7; с.48-65, 6; с. 188-192, 2; с.68-71, 1; с.118-120].

В пределах отложений депрессионной фации разрез юрской КФ снизу вверх расчленяется на следующие промысловые горизонты (пачки): XVI, Ха, XV-ПР и XV (рис.2).

XVI горизонт, толщиной от 60-70 м до 120 м, сложены серыми, тёмно-серыми, органогенно-детритовыми и шламовыми известняками, слабо доломитизированными, глинистыми. Пористость низкая низкая ($m_o < 2-3\%$), проницаемость (К) практически равна нулю, но развита трещиноватость.

ISSN 3030-3907

XVa горизонт, толщиной 20-50 м, представлен зеленовато-серыми преимущественно водорослевыми известняками с включением скелетных остатков мшанок и др. организма. На материалах ГИС разрез довольно чётко фиксируется относительно низкими значениями естественной радиоактивности и датируется верхним келловеем [6; с.188-192].

XV-ПР (подрифовый) горизонт имеет очень сложное строение. По составу и строению слагающих пород выделяется два типа разреза: биогермный и безбиогермный. Именно такое детальное расчленение разреза: позволяет уточнить его строение и выявить закономерности распространения и прогнозировать ФЭС пород, произвести геометризацию залежей, разработать адекватную или реально модель строения.

В зоне депрессионной фации верхняя часть юрской КФ венчается пачкой высокогаммных пород или «черносланцевой» пачкой [2; с.68-71].

ГАП-1 согласно залегает на отложениях XV-ПР горизонта и сложена черными карбонатно-глинистыми, битуминозными (до 25%) алевролитами. Породы плотные ($m_o = 1 - 2\%$). Разрез характеризуется ярко выраженной

ISSN 3030-3907

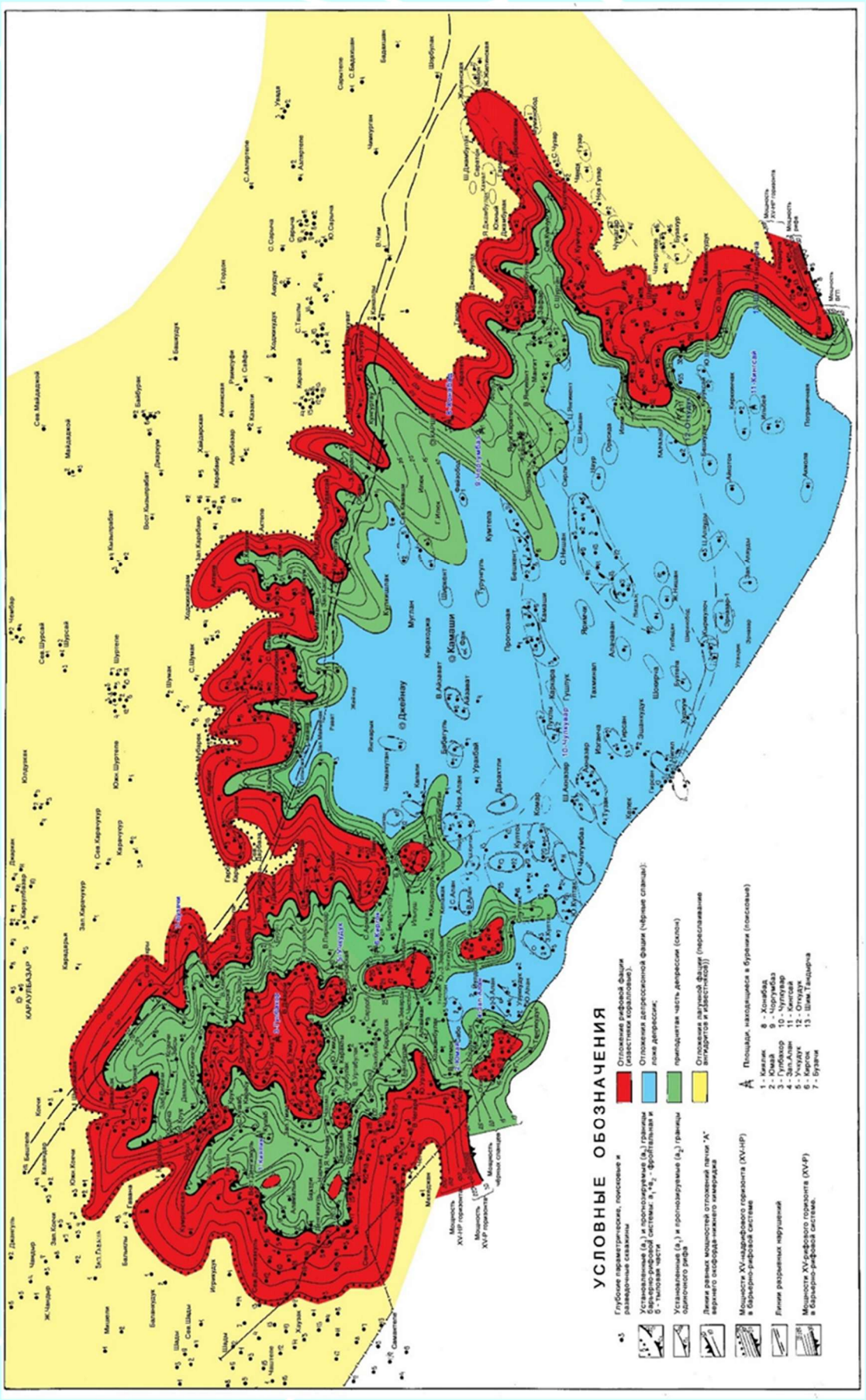


Рис. 1. Седиментационная модель верхнего оксфорда-кимериджа бухаро-хивинского региона
(Составили: Ахмедов П.У., Убайходжаева)

ISSN 3030-3907

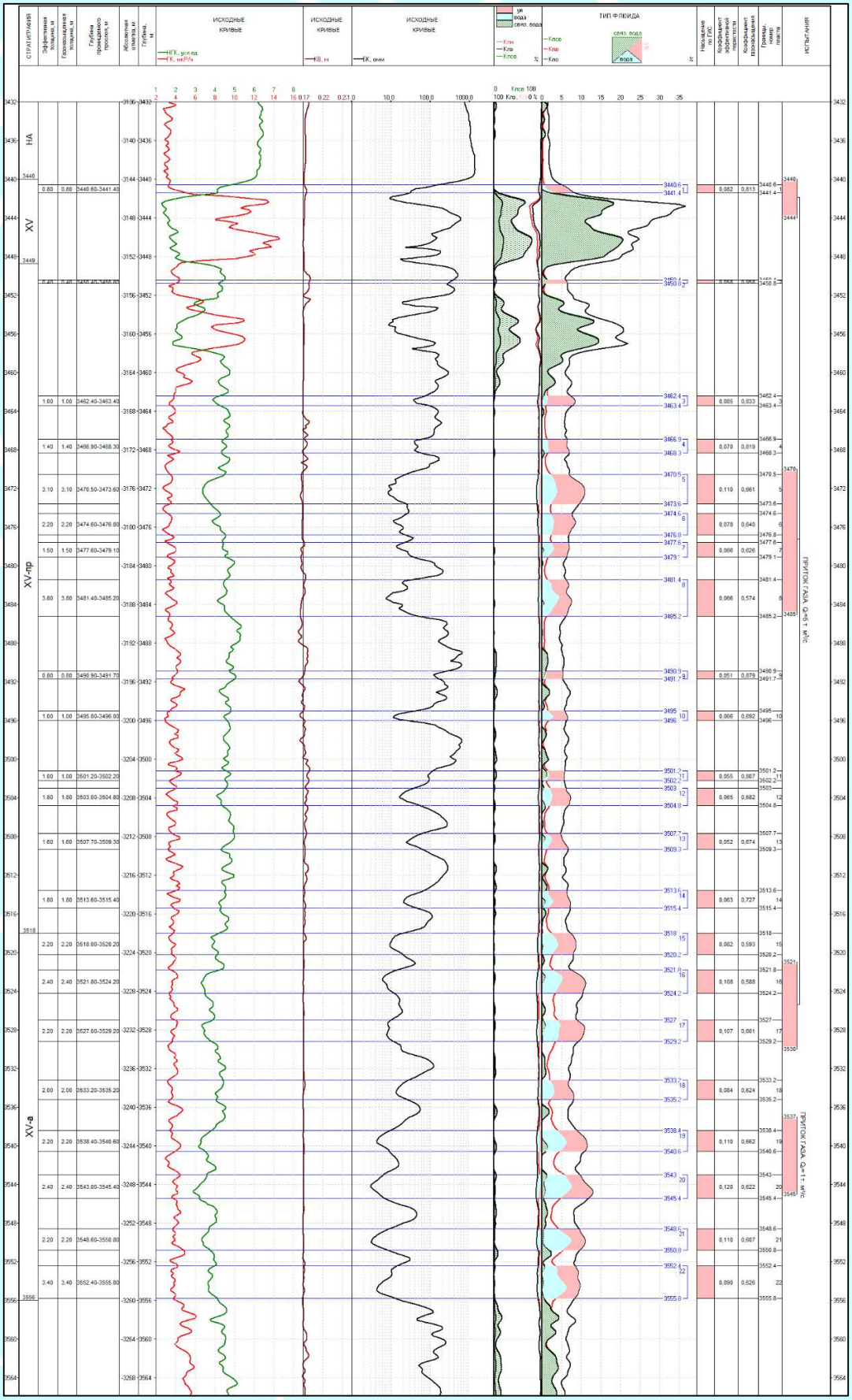


Рис.2. Разрез депрессионной фации по скважине №1 месторождения Чулькувар.

ISSN 3030-3907

Горизонтальной микрослоистостью, высокими показаниями естественной гамма активности по РК. Эти данные указывают, на образование их в эвксинных, относительно глубоководных условиях [1; с118-120].

Изменение толщины ГАП в зоне ДФ носит идеально выраженный закономерный характер. В региональном плане она закономерно увеличивается строго в определенном направлении: - от центра седиментационного бассейна к его переферии в сторону одиночных рифов и рифовых сооружений БРС от < 3 м (скв. №3-Гирсан идр.) до 300м (скв. №12б 21-Уртабулак, №5-Феруза и др.) В этом направлении увеличивается диаметр обломков карбонатных пород от алеврита до гравия.

По изменению мощности пачки ГАП отложения ДФ диффиренцируются на две подзоны-склон или приподнятую часть и собственно ложе депрессии. В пределах подзоны ложа депрессии толщина пачки «А» составляет 3-10 м и в разрезе отсутствуют гранулярные коллекторы. В пределах склон. Депрессии толщина пачки «А» составляет 10-30 м.

Отложения рифовой фации (РФ) барьерно-рифовой системы (БРС) вскрыты более 100 глубокими скважинами. Разрез юрской КФ расчленяется на следующие промысловые горизонты снизу вверх: XVI, XVa, XV-ПР, XV-Р и XV-НР горизонты (рис.3). XVI, XVa, XV-ПР горизонтов не претерпевают существенных изменений в зоне РФ, по сравнению с зоной ДФ.

Отложения XV-Р горизонта (пачка «А») согласно залегают на отложениях XV-ПР горизонта, а в пределах БРС представлены светло-серыми почти белыми, биоморфными, преимущественно коралловыми, практически чистыми известняками.

Отложения XV-НР горизонта толщиной от 0м (на гребне рифа) до > 150 м (в тыловой части рифа) несогласно залегают на отложениях XV-Р горизонта и представлены преимущественно комковато-водорослевыми известняками с включением крупных раковин рудистов в подошве.

В зоне отложений лагунной фации юрскоя КФ имеют сложное строение и расчленяются снизу вверх на следующие промысловие горизонты: XVI, XVa, XV-3, XV-2 и XV-1- на северо-западе БХР, и на XVI, XVa и XV горизонты- на юго-востоке БХР (рис.4).

В настоящее время при результаты геолого-гидродинамическом моделировании месторождений углеводородов для выделения типов пород широко используется метод гидравлических единиц потока [8; с.57-64].

В основе метода лежит расчет комплексного параметра-индикатора гидравлической единицы потока FZI (flow zone indicator):

ISSN 3030-3907

$$\text{FZI} = \frac{RQI}{\varphi_z}, \quad (1)$$

Где RQI (reservoir quality index) –показатель качества коллектора, мкм; φ_z-показатель нормализованной пористости (normalized porosity index), доли ед.

RQI определяется выражением:

$$RQI = 0{,}0314\sqrt{\frac{k}{\varphi}}, \quad (2)$$

Где k-коэффициент проницаемости, мД; φ-коэффициент пористости, доли ед.

Коэффициент φ_z характеризует отношение объема пустот к объему твердой фазы породы и определяется выражением:

$$\varphi_z = \frac{\varphi}{1-\varphi}, \quad (3)$$

Анализ результатов практического применения данного метода показывает, что выделяемые типы карбонатных пород сильно различаются. Например, в [12; с.22-30] на месторождениях представленных рифовыми постройками выделяются следующие типы карбонатных пород: поровый; порово-кавернозный; каверно-поровый; трещинно-каверновый и трещинный. Выделенные типы карбонатных пород в широком диапазоне различаются по величинам пористости и проницаемости. Если в поровых и поровонавернозных типах при пористости от 6,7 до 17% проницаемость изменяется от 6,3 до 24,5 мД, то в трещинноватых типах при пористости от 4,7до 18% проницаемость составляет от 121 до 710 мД.

ISSN 3030-3907

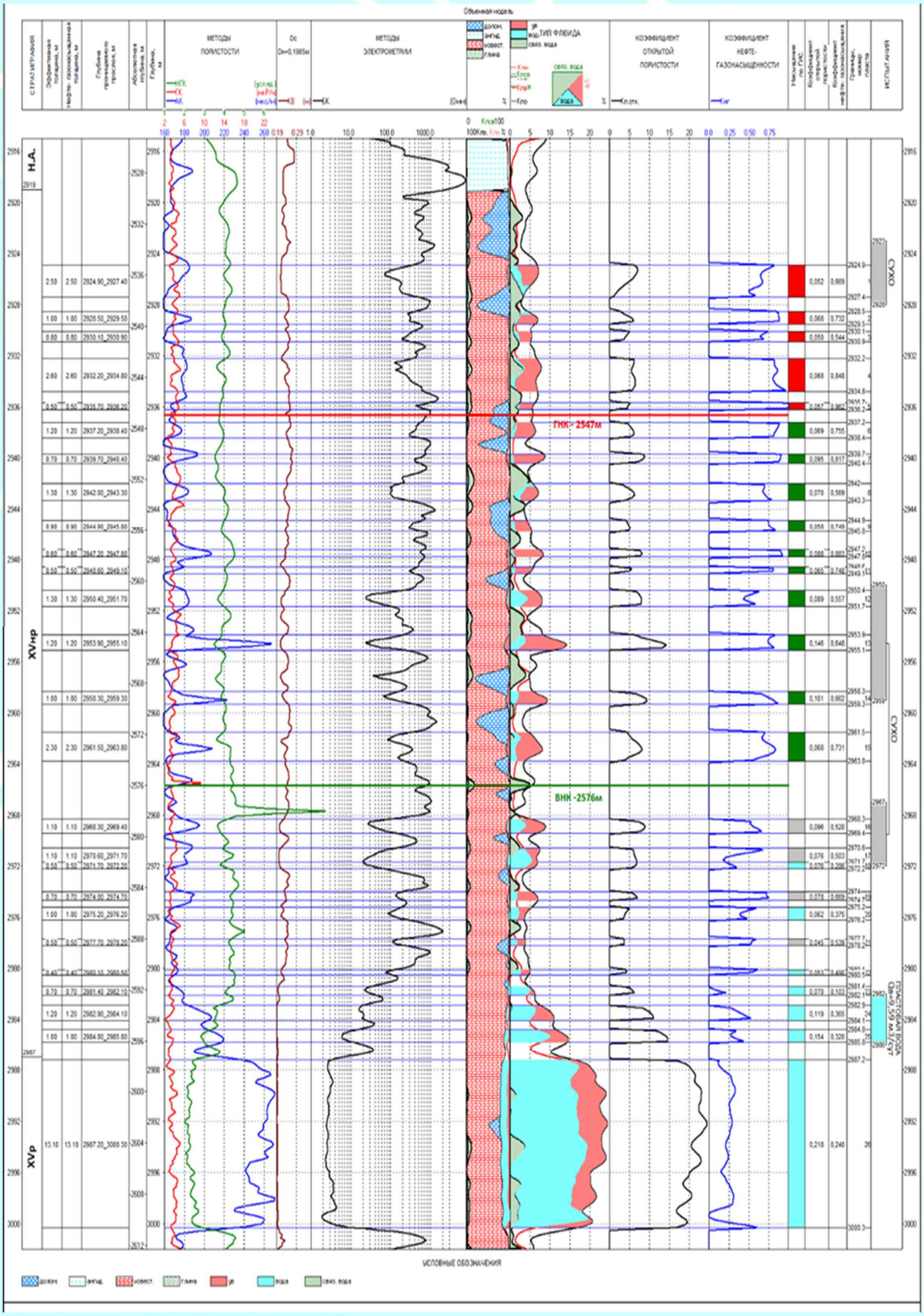


Рис.3. Разрез отложений лагунной фации по скважине №2 месторождения Мирмирон

ISSN 3030-3907

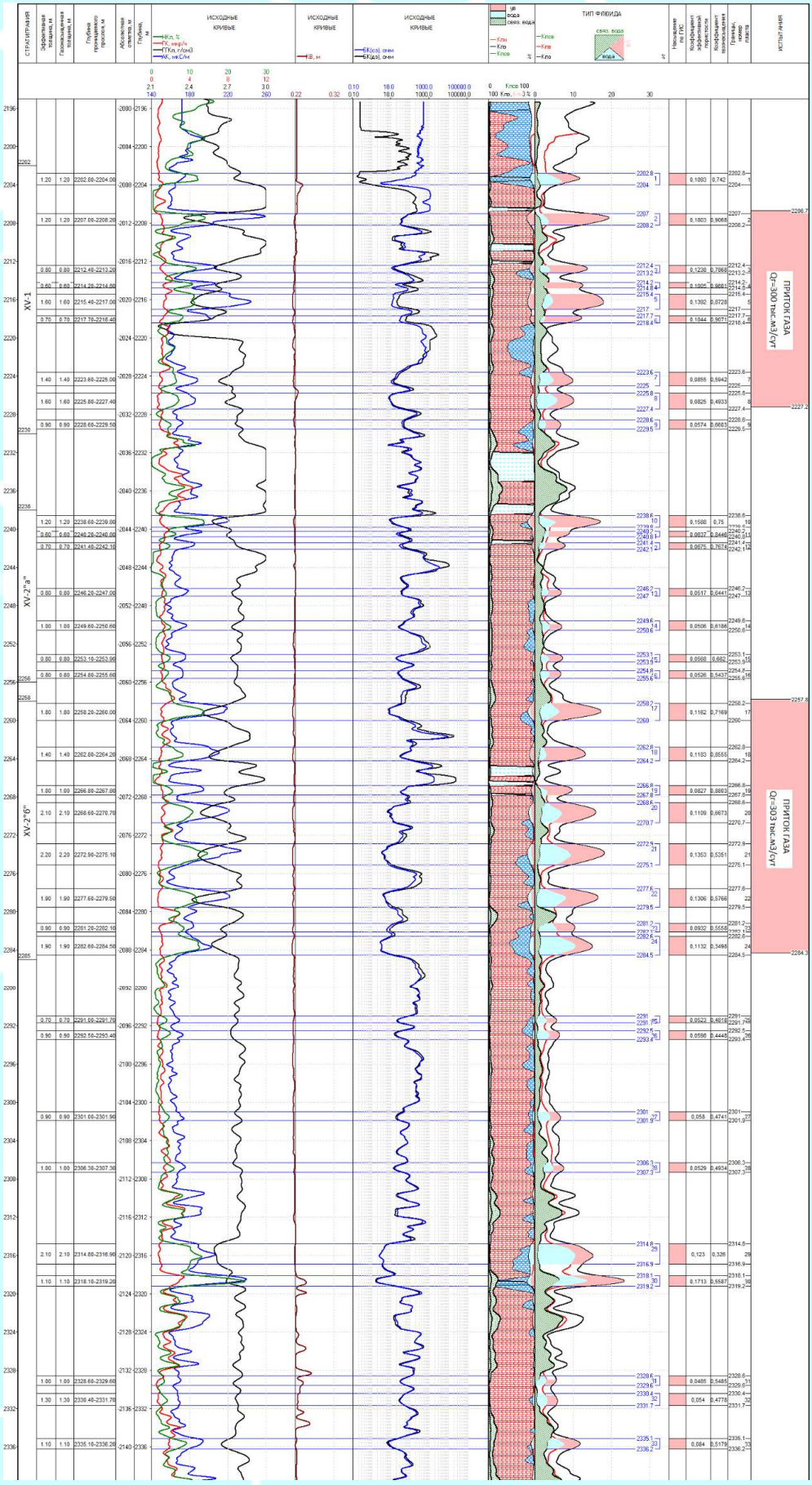


Рис.4. Разрез отложений лагунной фации по скважине №1 месторождения Шаркий Алат

ISSN 3030-3907

В [8; с.57-64] метод гидравлических единиц потока использовам для изучения типа коллекторов месторождения Сургил. В построенной зависимости проницаемости от пористости выделено два прямолинейных участка характеризующие различные типы пород. Показано, что каждая группа коллекторов совпадает с определенными фациальными условиями их образования. Коллектора 1 класса принадлежат к нижнему фациальному уровню келловейского средней юры, а коллектора 2 класса-к верхнему фациальному уровню батского яруса средней юры. Зависимости проницаемости от пористости выражены следующими формулами:

- для 1-го типа пород

$$К_{пр} = 0{,}302^{*}e^{22{,}96*К_{п}}; \quad (4)$$

- для 2-го типа пород

$$К_{пр} = 2E - 0{,}5^{*}e^{50{,}39*К_{п}}. \quad (5)$$

Коэффициенты корреляции зависимостей (4) и (5) составляют 0,92 и 0,79 соответственно.

При подсчете запасов углеводородов месторождений Бухаро-Хивинского региона выделяются в основном два типа коллекторов: порово-трещинный и трещинно-поровый. Несмотря на общепринятый критерий выделения коллекторов в отложениях юрского возраста Бухаро-Хивинского региона для газа проницаемостью 0,1 мД, а для нефти и воды -1мД фильрационно-емкостные свойства пород порово-трещинного и трещинно-порового типов сильно различаются. Например, зависимости проницаемости от пористости для продуктивных горизонтов нефтегазоконденсатного месторождения Оккул выражается следующему формулами [9; с.108-115]:

- для порово-трещинного коллектора

$$К_{пр} = 5929{,}5^{*}К_{п}^{2{,}5577}; \quad (6)$$

- для трещин-порового типа

$$К_{пр} = 3196{,}5^{*}К_{п}^{1{,}2766}; \quad (7)$$

Заключение

Из результатов выше приведенных исследований вытекает, что разработка карбонатных коллекторов осложняется множеством факторов: сложным строением коллектора, фациональной зопальностью, неоднородностью распределения фильтрационно-емкостных свойств, наличием трещиноватости и др. В результате происходит неравномерная выработка запасов, возникновения недренируемых зон и снижение коэффициента извлечения нефти.

ISSN 3030-3907

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аббасова С.А., Агзамова С.А., Мамадалиев Б.Т., Ибрагимов Х.Р. Статистическая оценка результатов испытания поисковых и разведочных скважинах на Бешкентском прогибе, вскрывших разрезы депрессионных отложений // Мат. респ. науч.-техн. конф. «Применение инновационных технологий и рациональная эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». –Ташкент: ТГТУ, 2022. –С.118-120.
2. Аббасова С.А., Ибрагимов Х.Р. Трехмерное геологическое моделировани природных резервуаров на основе литолого-фациального анализа: на примере юрских отложений Западной части Бухаро-Хивинского региона // Мат. науч. сем. Молодых ученных «Внедрение инноваций в нефтегазовую отрасль-путь интеграции в мировую экономику». –Ташкент. 2018. –С68-71.
3. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К. Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. -Ташкент: «Zamin nashr», 2019. -820 с.
4. Абдуллаев Г.С., Миркамалов Х.Х. «К стратиграфии юрских высокогамных пород БХНГО и ее значение при моделировании разреза КФ» Сб.тр.ИГРНИГМ. –Ташкент, 2001. Вып. 80. -С.13-24.
5. Абдуллаев Г.С. Миркамалов Х.Х. «Унификация стратиграфической номенклатуры промысловых горизонтов карбонатной формации юры Южного и Юго-Западного Узбекистан» // Узбекский журнал нефти игаза. -1998. №4. –С.13-16.
6. Агзамов А.Х., Ибрагимов Х.Р., Аббасова С.А. Повышение эффективности геологоразведочных работ на территории Култак-Камашинского инвестиционного блока углеводородного сырья на базе инновационных технологий // Research and Education. -2022. –Vol. 1. –P.188-192.
7. Бабаева А.Г. Карбонатная формация юрского возраста платформенной области Узбекистана и ее нефтегазононость. –Ташкент: Фан, 1983-175 с.
8. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных нефтегазоносных горизонтов терригенных юрских отложений на примере месторождения западный Куйи Сургиль / У.С. Назаров, М.С.Суннатов, А.С.Муминов и др. // Научные труды Международной научно-практической конференции «Вопросы управления разработкой и обустройством нефтегазовых объектов»-Ташкент: АО “O‘ZLITINEFT-GAZ”, 2024. –С.57-64.
9. Дополнение к проекту разработки нефтегазового месторождения Оккул / М.А.Антипин, А.В.Назаров, О.В.Кузымина и др. –Ташкент: ЗАО “ТИНГ”, 2014. -277 с.
10. Закиров Р.Т., Агзамова С.А., Аббасова С.А., Ибрагимов Х.Р. Геологические факторы влияющие на результаты испытания поисковых и

ISSN 3030-3907

разведочных скважин в депрессионных отложениях // Монография. – Ташкент: “Demal”, 2024. – 204 с.

11. Изменение коллекторских свойств горных пород в результате вторичной доломитизации / М.А.Беляков, Н.И.Самхвалов, Е.А.Бабич, К.В. Коваленко // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. –Москва, 2020. -№2 (293). – С.43-48.

12. Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Боталов А.Н. Изучение влияния вторичных преобразований карбонатных горных пород на фильтрационно-емкостные свойства рифовых резервуаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. –Москва, 2024. -№2 (386). – С.22-30.

13. Тугарова М.А. Вторичные изменения карбонатных пород нефтегазоносных комплексов // PRO нефть. Профессионально о нефти. – Москва, 2020. -№4 (18). –С. 18-23.

14. Эйдельнант Н.К. Влияние структурно-текстурной неоднородности пород карбонатной формации на их петрофизические свойства и выделение перспективных зон на поиски склопнение углеводородов в Бухаро-Хивинском регионе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2022. Т.17. -№3. -С.3-4.

15. Эрматов Н.Х., Турдиев Ш.Ш. Обоснование системы разработки нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона // «Интеллектуал салоҳият-тараққиёт мезони» илмий мақолалар тўплами. –Тошкент: 2018. -С.22-25.

ISSN 3030-3907