

МОДЕЛИРОВАНИЕ В ГЕОЛОГИИ

УДК: 549.88:551.736.1(470.46)

БАЗОВЫЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ АСТРАХАНСКОГО СВОДА

© О.И. Меркулов¹, В.П. Стенин², С.Ю. Малявин², В.В. Гонтарев¹, Ю.И. Роггелин³

1 – АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», г. Саратов

2 – ООО «АстраН», г. Москва

3 – Санкт-Петербургский горный университет

DOI:10.24412/1997-8316-2023-110-4-11

Аннотация: Астраханский нефтегазоносный район является главным добывающим регионом в российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. На протяжении нескольких десятков лет пропущенным направлением геологоразведочных работ становится поиск нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей в нижнепермских подсолевых отложениях. Геохимические исследования каменного материала из ассельско-артинских отложений Астраханского свода свидетельствуют о широком развитии высоких по качеству нефтегазоматеринских толщ. Степень катагенетической зрелости ОБ этих пород, соответствующая градации МК₃, и наличие в разрезе повышенной битуминозности свидетельствуют о прошедших или происходящих процессах генерации углеводородов. Согласно результатам моделирования УВ систем, флюидодинамическая изолированность нижнепермских отложений Астраханского свода, а также степень их катагенетической зрелости позволяют прогнозировать в этом интервале разреза преимущественно нефтяные скопления. Однако по мере погружения этих отложений на склонах свода закономерно увеличивается газовая составляющая в прогнозируемых скоплениях УВ.

Ключевые слова: Прикаспийская нефтегазоносная провинция, Астраханский свод, нижнепермские отложения, нефть, газ, углеводороды, нефтегазоматеринские толщи, пластовая температура, пластовое давление, АВПД, моделирование УВ систем.

E-mail: MerkulovOI@rusgeology.ru

THE MAIN ASPECTS OF THE FORMATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN THE LOWER PERMIAN DEPOSITS OF THE ASTRAKHAN ARCH.

© O. Merkulov¹, V. Stenin², S. Malyavin², V. Gontarev¹,
Yu. Roggelin³

1 – NVNIIGG JSC

2 – AstraN LLC

3 – Saint Petersburg Mining University

Abstract: the Astrakhan oil and gas region is the main producing area in the Russian part of the Pre-Caspian oil and gas province. For several decades, the search for oil, oil and gas, and oil and gas condensate pools in the Lower Permian subsalt deposits has been a missed direction of geological exploration. Geochemical studies of rock material from the Asselian-Artinsk deposits of the Astrakhan arch testify to the wide development of high-quality oil-and-gas source strata

in this interval of the section. The degree of catagenetic maturity of organic matter of these rocks, corresponding to the oil window and the presence of increased bituminous content in the section, indicates past or ongoing processes of hydrocarbon generation. According to the results of modeling of hydrocarbon systems, the fluid-dynamic isolation of the Lower Permian deposits of the Astrakhan arch, as well as their degree of catagenetic maturity, make it possible to predict predominantly oil accumulations in this interval of the section. However, as these deposits bury on the slopes of the arch, the gas component in the predicted hydrocarbon accumulations should naturally increase.

Keywords: Pre-Caspian oil and gas province, Astrakhan arch, Lower Permian deposits, oil, gas, hydrocarbons, oil-and-gas source strata, reservoir temperature, reservoir pressure, AHRP, modeling of hydrocarbon systems.

ВВЕДЕНИЕ

Астраханский нефтегазоносный район – главный добывающий регион в российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП). На его территории открыты практически все месторождения углеводородного (УВ) сырья в подсолевых отложениях российского сектора (рис. 1). Относительно изученным и осваиваемым интервалом разреза здесь традиционно являются башкирские отложения. Вместе с тем на протяжении нескольких десятков лет не было востребовано направление геоло-

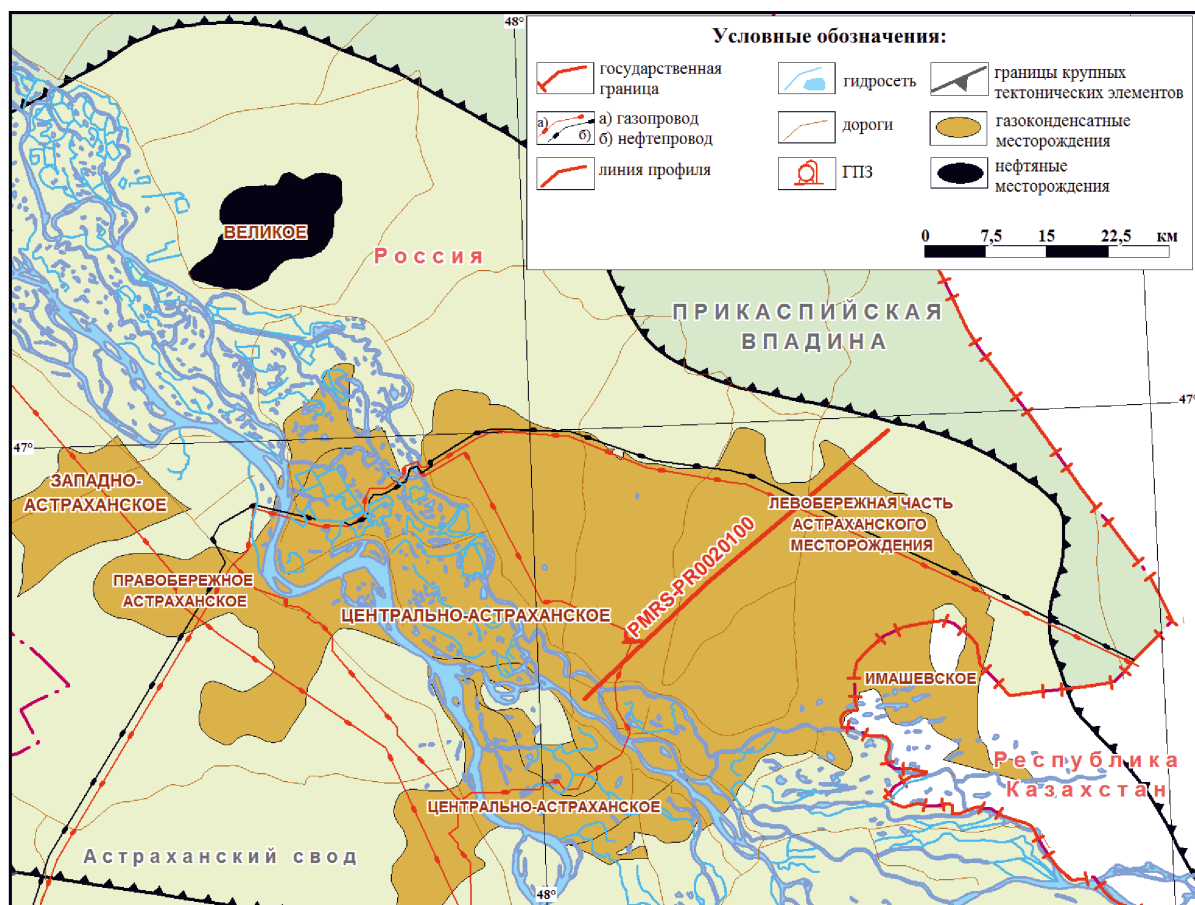


Рис. 1. Обзорная схема района работ

горазведочных работ (ГРР), связанное с поиском нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей в нижнепермских подсолевых отложениях [1]. К этому интервалу приурочены промышленные притоки УВ и нефтегазопроявления в процессе бурения. Детальный анализ геолого-геофизических и геохимических материалов свидетельствует о формировании в ассельско-артинском и филипповском интервалах самостоятельной генерационно-аккумуляционной системы.

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Геохимические исследования каменного материала из ассельско-артинских отложений Астраханского свода свидетельствуют о широком развитии высоких по качеству нефтегазоматеринских толщ. Здесь идентифицируется семь пачек различного ли-

тологического состава. Формирование ассельско-артинских отложений проходило преимущественно в глубоководных условиях, причем на левобережье Астраханского свода условия были более мористые. В процессе седиментации накапливалось, главным образом, сапропелевое органическое вещество (ОВ). Стоит отметить, что часть аргиллитов содержат переотложенное ОВ, исчерпавшее свой нефтяной потенциал. Органическое вещество карбонатных и глинисто-карбонатных пород – сапропелевое, но подвергшееся процессам окисления при седиментогенезе (рис. 2).

Водородный индекс может достигать в отдельных образцах 350-377 мг/г. Аналитические значения $C_{орг}$ достигают 7,38 мг/г.

Нефтегазоматеринские породы различного качества присутствуют во всех выделенных литологических пачках, однако их количество и качество различны. Количество нефтегазоматеринских пород увеличивается вверх по разрезу, от эпизодического присутствия в нижней пачке, до более 60-70 % в верхней пачке. Качество ОВ также улучшается вверх по разрезу, но не так однозначно. Если в пачке 1 присутствуют нефтегазоматеринские породы «бедного» класса, пачки 2 и 3 «удовлетворительного» и «хорошего» классов, пачки 4 и 5 «удовлетворительного», то НМ породы пачек 6 и 7 характеризуется как «хорошего» и «очень хорошего» классов [2].

Степень зрелости ОВ соответствует градации МК₃, наличие в разрезе повышенной битуминозности свидетельствует о прошедших или происходящих процессах генерации углеводородов. В связи с этим на диаграммах кинетических спектров, полученных по образцам нижнепермских пород, наблюдается сдвиг вправо максимума генерации УВ компонентов. Согласно выполненным пиролизическим исследованиям для различных образцов пород, максимумы фиксируются при энергиях активации от 56 ккал/моль и выше (рис. 3). Так, в скважине 25 Астраханской для образца, отобранного

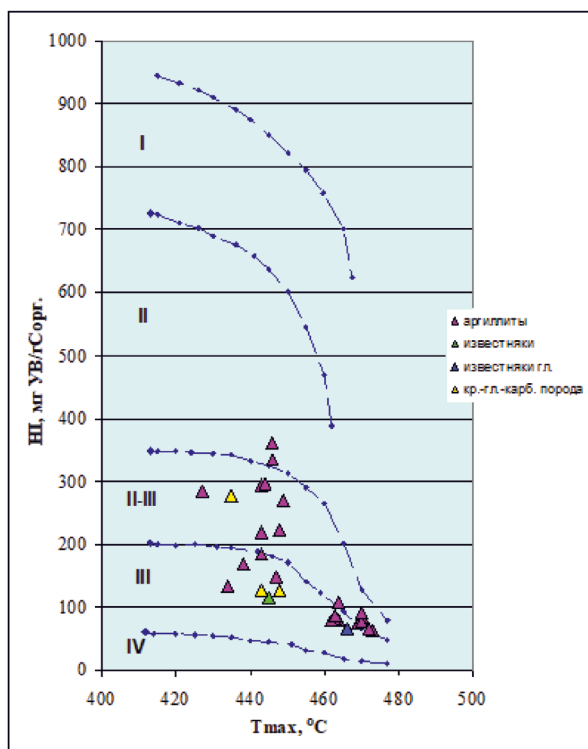


Рис. 2. Типы керогенов в породах ассельско-артинского интервала разреза Астраханского свода

из ассельско-артинского интервала, максимальный выход УВ компонентов отмечается при 64 ккал/моль.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЕ УСЛОВИЯ

В целевом нижнепермском интервале разреза в результате накопления соленосных отложений кунгурского яруса сформировалось мозаичное термическое поле [3]. Зонам повышенных толщин соленосных отложений в куполах и грядах соответствуют минимальные пластовые температуры. Под межкупольными мульдами, заполненными преимущественно терригенными отложениями, фиксируются температурные максимумы. Распределение пластовых температур в кровле подсолевых отложений во многом определяется дифференциацией теплопроводности вышележающей осадочной толщи (рис. 4).

Мозаичный характер термического поля в мезозое и кайнозое оказал значимое влияние на реализацию нефтегазоматеринского потенциала, фазовый и компонентный состав углеводородов в нижнепермской толще. В настоящее время вдоль фрагмента композитного профиля PMRS – PR0020100 пластовые температуры в целевом интервале разреза прогнозируются в диапазоне 90-112°C.

Барическое поле нижнепермских отложений характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями [4, 5]. Согласно результатам замеров в скважинах, коэффициент аномальности пластовых давлений в этом интервале разреза равен 1,77-1,85. В башкирском резервуаре данный показатель составляет 1,4-1,6. В связи с этим отмечаются благоприятные условия, с одной стороны, для гидродинамического экранирования башкирской залежи, а с дру-



Рис. 3. Пример четырехкомпонентного кинетического спектра для образца породы из ассельско-артинских отложений скважины №30 Астраханской

гой – для нисходящей миграции продуктов генерации УВ из ассельско-артинских отложений в башкирские и пополнения ими башкирской залежи.

ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

С целью изучения особенностей формирования УВ скоплений в нижнепермских отложениях выполнено бассейновое моделирование по композитному профилю PMRS – PR0020100. Согласно результатам моделирования 2D, в среднекаменноугольно-нижнепермской подсолевой части разреза в послекунгурское время сформировались две изолированные УВ системы (рис. 5). Первая охватывает отложения от среднего-верхнего

девона до среднего карбона. Она включает в себя очаги генерации в девонских отложениях Астраханского свода и девонско-каменноугольных отложениях окружающих свод прогибов, преимущественно транзитную зону в позднедевонских и нижнекаменноугольных отложениях, а также гигантскую зону аккумуляции газа и газоконденсата в среднекаменноугольных отложениях.

Вторая, представляющая интерес в рамках настоящей работы, объединяет очаг генерации и зоны аккумуляции в основном жидких УВ в нижнепермской подсолевой части разреза. Дифференциация этих зон обусловлена наличием флюидоупора высокого качества в ассельско-артинской части [4, 5]. Перетокам из отложений среднего карбона в более молодые подсолевые отложения в пределах Астраханского свода

213

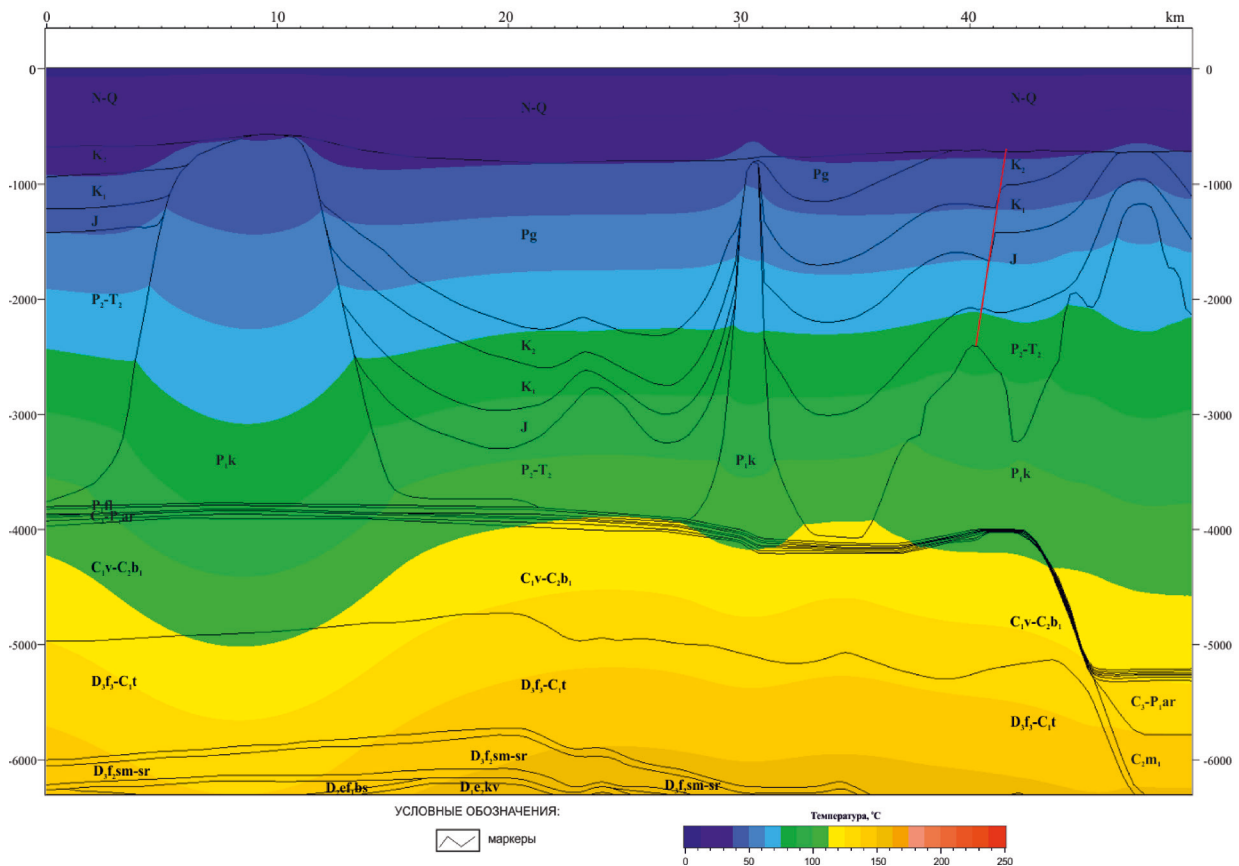


Рис. 4. Модель современных пластовых температур по фрагменту профиля PMRS - PR0020100

препятствует гидродинамический барьер в подошве нижнепермской толщи. Наличие этого барьера в настоящее время не означает отсутствие вероятности вертикальных перетоков УВ в прошлом, однако они могли быть лишь эпизодическими.

Условия, благоприятные для формирования первичных УВ скоплений в палеозойских отложениях Астраханского свода, фиксируются с позднедевонско-раннекаменноугольного времени. Первоначальные скопления могли иметь, главным образом, нефтяной состав. По мере погружения основных нефтегазоматеринских толщ в центральной части депрессии и с начала активной генерации газа фазовый состав скоплений изменялся на нефтегазоконденсатный, газоконденсатный и газовый. В связи с отсутствием «идеальной»

соленосной покрывки кунгурского яруса, по-видимому, УВ этих первичных залежей преимущественно были рассеяны в осадочном чехле и потеряны.

Позднепермско-триасовое время характеризуется возрастанием зрелости основных нефтегазоматеринских толщ палеозоя и резким увеличением интенсивности генерации УВ в очагах.

В результате постоянного подтока газобразных и вторичного крекинга жидких происходило изменение фазового состава УВ скоплений от нефтяных к нефтегазоконденсатным и газоконденсатным.

Как показывают результаты моделирования, небольшие нефтяные и газонефтяные скопления в ловушках среднекаменноугольных отложений Астраханского свода, вероятно, существовали уже к концу кунгура.

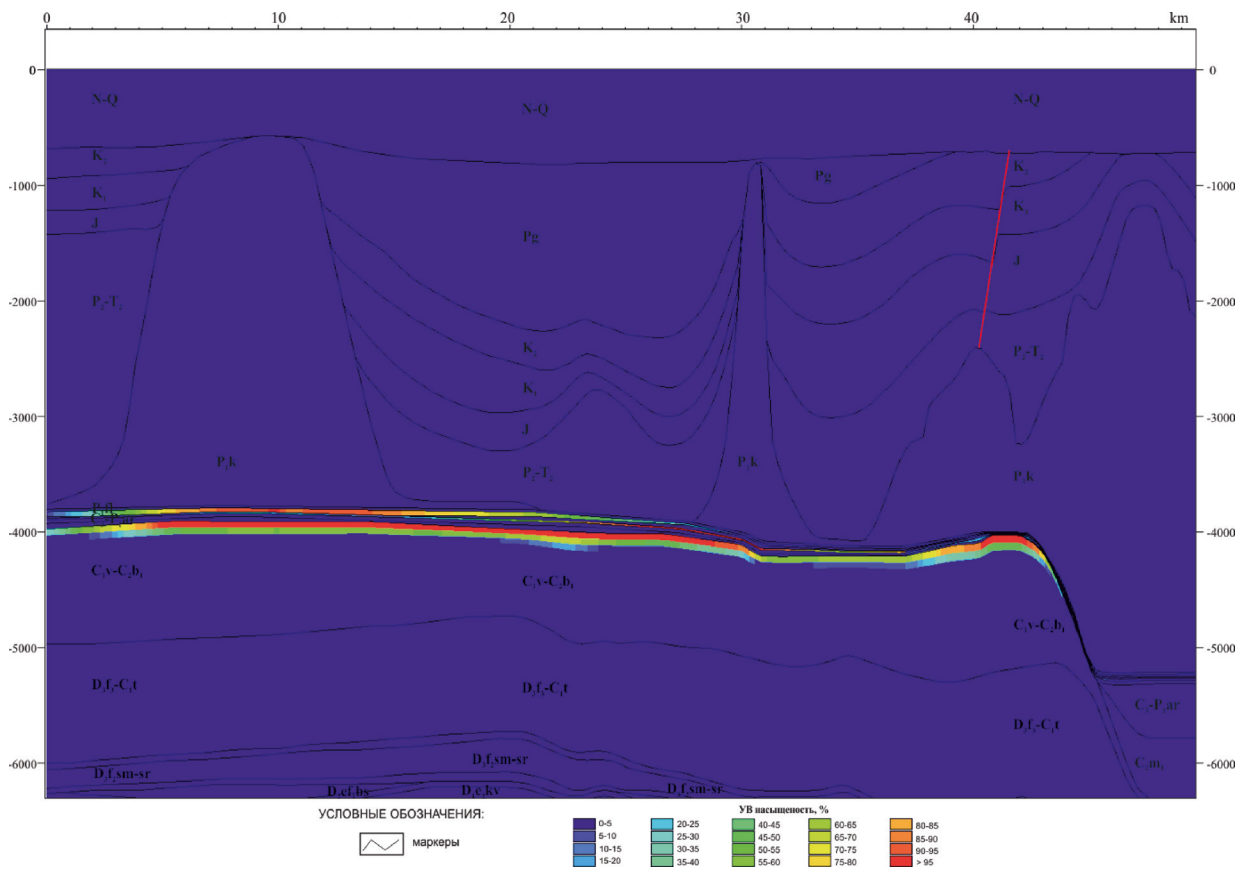


Рис. 5. Модель потенциальных зон нефтегазонакопления по фрагменту профиля PMRS - PR0020100

В мезо-кайнозойское время жесткий термобарический режим, высокая зрелость органического вещества в нижнепалеозойских и девонских отложениях в пределах свода (сопровождающаяся интенсивной генерацией газа), раскрытость нефтегазосборного объема для поступления газов из более погруженных зон поздней генерации и вторичный крекинг обеспечили переформирование первичных преимущественно нефтяных скоплений в газоконденсатные.

Нижнепермская УВ система, вероятно, начала функционировать в мезозойское время. На рубеже триаса и юры здесь прогнозируется начало генерации УВ и формирование первых нефтяных скоплений. В наиболее гипсометрически приподнятой части свода и под соляными куполами на его склонах генерация нефти продолжалась и в кайнозое. В настоящее время в подсоловых нижнепермских отложениях Астраханского свода прогнозируются в основном нефтяные залежи. Иная ситуация предполагается по периферии Астраханского свода. Под действием более жестких термических условий в конце мезозоя и в кайнозое здесь могли генерироваться преимущественно газообразные УВ. В результате на склонах и в краевых частях Астраханского свода ве-

роятность выявления газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений в подсоловых нижнепермских отложениях значительно выше.

ВЫВОДЫ

1. В нижнепермских отложениях Астраханского свода получила развитие самостоятельная генерационно-аккумуляционная система, включающая нефтегазоматеринские отложения ассельско-артинского возраста и коллекторские толщи филипповского горизонта.
2. Нижнепермский очаг генерации мог оказать влияние на состав и заполнение УВ башкирского резервуара. Активные процессы генерации и эмиграции в нижнепермском очаге прогнозируются в мезокайнозойское время.
3. Флюидодинамическая изолированность нижнепермских отложений Астраханского свода, а также их степень категенетической зрелости позволяют прогнозировать в этом интервале разреза преимущественно нефтяные скопления. Однако по мере погружения этих отложений на склонах свода должна закономерно увеличиваться газовая составляющая в прогнозируемых скоплениях УВ.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В. Направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – №3-4. – 2022. – С. 15-22.
2. Tissot B.P., Welte D.H. / Petroleum formation and occurrence – second revised and enlarged edition: Berlin, Springer-Verlag, 1984. – 699 p.
3. Котровский В.В. Геотермические условия образования и размещения залежей углеводородов в осадочном чехле Прикаспийской мегавпадины. – Саратов: Изд-во СГУ, 1986. – 156 с.
4. Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность/ под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. – М.: Научный мир, 2008. – С-221.
5. Генезис Астраханского газоконденсатного месторождения и возможное фазовое состояние углеводородов / Навроцкий О.К., Федоров Д.Л., Сидоров И.Н. и др. // Советская геология. – 1983. – №7. – С.11-19.