

# Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и смежных регионов

УДК 553.98:550.812 (551.24)

## **ПЕРСПЕКТИВЫ СОВМЕСТНОГО ИЗУЧЕНИЯ КАЗАХСТАНСКОГО И РОССИЙСКОГО СЕКТОРОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ**

© 2018 г. **И. В. Орешкин**

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

*Аннотация:* до распада СССР изучением Прикаспийской впадины российские и казахстанские геологи занимались в тесном сотрудничестве. Выполнялись работы по планированию ГРП, поискам, разведке месторождений, подсчету запасов нефти и газа. В настоящее время назрела необходимость разработки и реализации скоординированных российско-казахстанских программ НИР и ОМР в Прикаспии. Весьма важным является подготовка и реализация совместного проекта «Евразия» – бурение сверхглубокой скважины (15 000 м).

*Ключевые слова:* Прикаспийская НГП, поиски и разведка, научно-исследовательские и опытно-методические работы, сверхглубокое бурение, прогноз коллекторов, пластовые температуры, фазовое состояние УВ.

Орешкин Игорь Владимирович e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

## **THE PROSPECTS OF JOINT STUDYING OF KAZAKH AND RUSSIAN SECTORS OF PRECASPIAN MEGADEPRESSION**

**I. V. Oreshkin**

JSC "Lower-Volga Research Institute of Geology and Geophysics"

*Abstract:* the Precaspian depression was studied in close cooperation by Russian and Kazakh geologists before the breakup of the USSR. They performed planning, exploration work, estimation of oil and gas reserves. The necessity of development and implementation of cooperative Russian-Kazakh research, experimental and methodical work programs in the Precaspian region is brewing at the present time. The preparation and implementation of cooperative project called «Eurasia» (drilling of 15 000 m ultradeep well) is quite important.

*Key words:* Precaspian oil-and-gas province, exploration, research work, experimental and methodical work, ultradeep drilling, reservoir forecast, reservoir temperature, hydrocarbon phase state.

Природа, история и политика распорядились так, что Россия и Казахстан территориально делят одну из перспективнейших нефтегазоносных провинций – Прикаспийскую.

Объективно российская часть Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП) является наиболее перспективным регионом Европейской части России, а казахстанская ее часть наиболее перспек-

тивным регионом Казахстана. При этом регион расположен в благоприятных природно-климатических условиях, в непосредственной близости от нефтеперерабатывающих предприятий – основных потребителей углеводородного сырья, и экспортных терминалов, обладает развитой инфраструктурой и высококвалифицированным кадровым и научным потенциалом.

До распада СССР долгие годы изучением этого региона российские и казахстанские геологи занимались в тесном сотрудничестве, часто не деля территорию на свою и чужую. Региональные геологоразведочные работы выполнялись в рамках единых комплексных проектов. Поисковые работы, разведка, подсчет запасов, особенно по крупным месторождениям нефти и газа, также выполнялись в рамках единых отраслевых заданий, в условиях максимальной кооперации. При этом составы исполнителей формировались исходя из технических, лабораторных и кадровых возможностей научных и производственных организаций, независимо от их территориально-административной принадлежности, а исключительно из оптимального решения поставленной задачи.

Каждые 5 лет специалистами НВНИИГГ, КазНИГРИ и ВНИГНИ совместно с производственными организациями России и Казахстана (Саратова, Уральска, Актюбинска, Атырау (Гурьева)) выполнялась количественная оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Совместно выполнялись работы и по аналитическому исследованию керна, флюидов, данных ГИС по параметрическим скважинам в Прикаспии. В основном этим занимались специалисты НВНИИГГ и КазНИГРИ, включая Актюбинский филиал. В результате, например в НВНИИГГ, хранятся тысячи образцов керна и масса каротажных диаграмм по глубоким и параметрическим скважинам,

в том числе по казахстанской части региона.

В 1986 году вышла серия региональных карт по подсолевому комплексу Прикаспийской НГП, включавшая карту нефтегазогеологического районирования и структурные карты фундамента, а также по сейсмическим горизонтам П1, П2 и П3. Авторский коллектив состоял из ведущих, можно сказать, легендарных специалистов в данном регионе и не только, таких как Л.И. Ровнин, С.Е. Чекабаев, Д.Л. Фёдоров, Э.С. Воцалевский, С.У. Утегалиев, Г.А. Габриэлянц и многие другие. В то время упомянутая серия карт сыграла огромную роль в уточнении нефтегазогеологического районирования, а также в обосновании количественной оценки прогнозных ресурсов УВ региона, в том числе на основе методических подходов бассейнового моделирования. К сожалению, до настоящего времени ничего подобного в целом для Прикаспийской НГП не создано.

Позже специалистами НВНИИГГ была предложена новая схема нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП [6, 5] на основе выделения нефтегазосборных площадей (зон дренирования) и учета условий формирования скоплений УВ, которая до настоящего времени используется в количественной оценке российской части Прикаспийской НГП и подтверждается последующими поисковыми работами.

В 2016 г. в журнале «Нефтяное хозяйство» была опубликована статья «Нефтегазогеологическое районирование Казахстанского сектора Прикаспийской нефтегазоносной провинции», подготовленная специалистами НВНИИГГ Орешкиным И.В. и Новиковым С.А. совместно с НАО КазНИТУ Истековой С.А. и Нысановой А.С. [3], в которой предлагается вариант районирования на вышеперечисленных апробированных принципах.

Наиболее очевидный эффект, выраженный и в экономических показателях, дало сотрудничество казахстанских и российских геологов при поиске и разведке в первую очередь крупных подсолевых месторождений УВ. Результатом такого сотрудничества явилось открытие большинства крупных и уникальных подсолевых месторождений в регионе. В частности, подготовку к поисковому бурению такого крупного объекта, как Тенгиз, выполняли специалисты ПО «Саратовнефтегеофизика». В разведку и подсчет запасов нефти этого уникального месторождения внесли большой вклад ПО «Саратовнефтегеофизика» и институты «ВолгоградНИПИнефть» и «НВНИИГГ». Подсчет запасов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения осуществлялся силами нескольких производственных и научных организаций Казахстана и России, в основном на лабораторно-аналитической базе НВНИИГГ.

Разработанные в НВНИИГГ критерии оценки степени перспективности локальных объектов Жаркамысско-Темирского района впоследствии были подтверждены результатами поискового бурения [4]. В частности, подтвердились добуровой прогноз и отрицательные оценки нефтегазоносности подсолевых отложений на площадях Аккудук, Аккум, Сев. Бактыгарын на Темирском своде (все структуры оказались обводненными), напротив, на высоко оцененной структуре Локтыбай в южной части Жаркамысского свода в последующем было открыто нефтяное месторождение.

В начале 90-х принял активное участие в роли привлеченного эксперта ГКЗ Казахстана в пересчете запасов УВ по месторождениям Тенгиз и Карачаганак, в части фазовых состояний пластовых смесей, руководитель аналитического центра НВНИИГГ Г. П. Былинкин.

При всем уважении к специалистам из т. н. «дальнего зарубежья», в значительной

степени курирующих поисковые работы в казахстанском секторе Прикаспия, после 1991 г. темпы открытия новых месторождений существенно снизились. Очевидно, что новые технологии поисков – это очень хорошо, но геология – наука региональная, и опыт специалистов, многие годы работающих в регионе, вещь не менее, а пожалуй, более важная в решении задачи поисков новых месторождений нефти и газа.

Если говорить об открытиях в целом, то в Прикаспийской впадине в советское время месторождения открывались практически ежегодно, и часто не по одному.

Пожалуй, одной из ключевых проблем в изучении подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины является катастрофически низкий уровень опережающих научно-исследовательских и опытно-методических исследований. Известно, что все крупнейшие открытые месторождения в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины приурочены к крупным валам или тектоно-седиментационным, биогермным постройкам с амплитудами в несколько сотен метров, то есть к объектам, мимо которых «трудно пройти».

Вероятно, наибольшее влияние на последующие поисковые работы оказало открытое в 1979 г. Карачаганакское месторождение, ловушка которого представляет собой нижнепермскую высокоамплитудную рифогенную постройку на мощном верхнедевонско-среднекаменноугольном цоколе с общей амплитудой 1500 м. Именно это открытие «вдохновило» большинство геологов и геофизиков на поиски ловушек Карачаганакского типа.

Очевидно, что в сложно построенных отложениях подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины присутствуют ловушки не только Карачаганакского типа, но и другие (антиклинальные, литолого-стратиграфические и т. д.) менее амплитуд-

ные, но содержащие достаточно крупные запасы углеводородов.

Однако не это является главным фактором низкой эффективности поисковых работ на подсолевой мегакомплекс Прикаспия. Основная причина, по нашему мнению, – низкая достоверность существующих методик сейсморазведочных работ (полевых и обработки) в условиях мощной солянокупольной тектоники региона. Более или менее надежную информацию о структуре подсолевых отложений мы получаем только в условиях межкупольных мульд. Но даже в этом случае ошибки сеймики при определении глубины на 200–300 м являются обычным делом. Об этом свидетельствует история открытия таких месторождений, как Астраханское и Карачаганак.

В пределах мощных соляных куполов и особенно их крутых склонов информация по подсолевым отложениям практически отсутствует. Таким образом, в Прикаспии можно и дальше обрабатывать еще тысячи погонных километров сейсморазведки на основе существующих методик, но с тем же неудовлетворительным результатом. В настоящее время назрела необходимость выполнения фундаментальных исследований по разработке новой методики геофизических исследований, способных обеспечить качественный скачок в сейсморазведке, как минимум, на уровне перехода от методики МОВ к МОГТ. Возможно, в данном случае потребуются привлечение физических институтов, например институтов РАН.

В течение последних двадцати семи лет как в казахстанской, так и в российской части Прикаспийской НГП выполнен значительный объем геологоразведочных работ. Так, например, только за счет федеральных средств РФ за этот период в пределах собственно Прикаспийской НГП отработано более 10 тыс. погонных километров региональной сейсморазведки, зна-

чительный объем электроразведочных работ. Применялись современные методы полевых исследований и с использованием новейших программных средств обработки и интерпретации. Также пробурено 10 глубоких параметрических скважин с забоями 6 и более километров, где в большинстве случаев вскрыты разновозрастные девонские отложения. Таким образом, за указанный период был получен большой объем геолого-геофизической информации, часто имеющей принципиальный характер и существенно меняющей представления о геологическом строении региона. Все вышесказанное свидетельствует об актуальности проведения работ по обобщению геолого-геофизических материалов и обоснованию перспективных объектов для поисков нефти и газа, причем не отдельно в казахстанской или российской части Прикаспийской НГП, а в целом по нефтегазозносному бассейну.

Однако здесь существует ряд серьезных проблем, обуславливающих не всегда достаточную достоверность и информативность таких работ. В первую очередь это касается выбора места проведения геофизических исследований и параметрического бурения. В настоящее время в России сложилась практика, при которой такие работы, выполненные за счет федерального бюджета, проводятся только на нераспределенном фонде. В результате в большинстве случаев нет возможности изучить строение достаточно крупных тектонических элементов либо зоны их сочленения. Понятно, что даже при желании ни один недропользователь не в состоянии выполнить региональные работы на своем относительно небольшом, локальном лицензионном участке. Выход здесь, видимо, в координации планов работ недровладельца и недропользователя.

Второй существенной проблемой является острый дефицит параметрического бу-

рения и выбор рациональных, более информативных методик полевых геофизических исследований и их обработки, что особенно актуально для соляно-купольной области Прикаспийской впадины. Можно и дальше обрабатывать сотни и тысячи погонных километров геофизических профилей, но без параметрических скважин их информативность остается весьма низкой.

Основной задачей региональных геофизических работ является прогноз нефтегазоносности. Тем не менее, часто они ограничиваются только геофизическими исследованиями. В результате геологи получают информацию о структуре целевых горизонтов и в лучшем случае прогноз их литологического состава, при этом обоснованный прогноз собственно нефтегазоносности, как правило, отсутствует.

Поисковые работы на надсолевые залежи в Прикаспийской впадине менее затратны, по сравнению с подсолевыми, потенциально как минимум на порядок, что является следствием значительно меньших глубин залегания надсолевых залежей с отсутствием сероводорода в свободных и попутных газах и более высокими скоростями бурения.

Однако широкий спектр ловушек различного генезиса и морфологии, а главное отсутствие критериев оценки вероятности их нефтегазоносности приводит к необходимости бурения большого количества поисково-оценочных скважин на подготовленные локальные ловушки, значительное количество которых оказываются непродуктивными. В итоге потенциальные экономические плюсы надсолевого поискового направления, по сравнению с подсолевым, в значительной степени нивелируются.

Для обоснования условий формирования и закономерностей размещения надсолевых залежей УВ, типизации ловушек углеводородов и определения сейсмогеологических критериев их выделения, вы-

работки методических рекомендаций по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур, закартированных в надсолевом комплексе осадочного чехла, развитых на территории российской части Прикаспия, весьма полезно привлечение информации по его казахстанской части. Следовательно, для решения задачи прогноза нефтегазоносности надсолевых структур необходимо выполнение исследований по следующим направлениям:

- изучение закономерностей размещения нефтегазоносных и непродуктивных ловушек в надсолевом комплексе как в российском, так и в казахстанском секторе Прикаспийской впадины;

- оценка нефтегазогенерационного потенциала межсолевых мульд и прогибов как нефтегазосборных площадей для заполнения ловушек различного типа в надсолевых осадочных комплексах с учетом истории их формирования и условий залегания;

- оценка возможности миграции УВ из подсолевого комплекса в надсолевою на основе анализа строения соленосной толщи и геохимических данных по сопоставлению состава жидких и газообразных УВ, битумоидов и керогенов, анализ биомаркеров;

- анализ возможностей геофизических методов прямого прогноза нефтегазоносности локальных объектов в надсолевых отложениях;

- разработка комплексной методики оценки прогноза нефтегазоносности локальных объектов в надсолевых отложениях.

30 сентября 2014 г. президенты России и Казахстана символично запустили совместный проект «Евразия», в рамках которого планируется осуществить бурение сверхглубокой скважины с глубиной забоя до 15 000 м и вскрытием по возможности отложений вплоть до терригенного девона. Координатором этого проекта является президент Общества нефтяников-геологов Казахстана Б. М. Куандыков. Основной зада-

чей проекта является выяснение перспектив нефтегазоносности больших (в настоящее время сверхбольших) глубин в термобарических условиях подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины.

Очевидно, что выполнение фундаментального научного проекта «Евразия» весьма важно не только для России и Казахстана, но и для большинства нефтегазодобывающих государств и компаний. Ответы на данные вопросы являются актуальными не только для Прикаспийской впадины, но и для других глубокопогруженных нефтегазоносных провинций, включая породы фундаментов и переходных комплексов как потенциальных коллекторских толщ.

В настоящее время специалистами ТОО «RES», АО «НВНИИГГ» и компании «Робертсон» под научным руководством КОНГ (Б.М. Куандыкова) подготовлена программа первого этапа проекта. Его основная цель – обоснование выбора точки заложения скважины. Решение этого вопроса должно отталкиваться от основных задач, возложенных на скважину.

При прогнозировании нефтегазоносности глубокопогруженных подсолевых отложений Прикаспийской впадины одним из важнейших является вопрос изучения влияния жестких термобарических условий больших глубин на весь комплекс УВ-геоценоза. Эту общую задачу можно разделить на несколько более частных, среди которых выделим влияние данных условий на следующие категории: а) вмещающие горные породы, в частности коллекторы, б) на флюидальную систему, в) на условия миграции и аккумуляции УВ в осадочном чехле.

В первую очередь важен вопрос сохранения коллекторских свойств, в частности карбонатных пород на больших глубинах в условиях высоких температур и давлений. В общем плане показательны результаты бурения и испытания скважины Рас-Лидбеттер-1, впадина Анадарко (США), где

с глубин 7145–8088 м из трещиноватых известняков и доломитов ордовика были получены промышленные притоки газа. При этом максимальная пористость карбонатов достигала 11%. В тех же карбонатах скв.1 Берта-Роджерс при забое 9583 м дала приток жидкой серы ( $T_{\text{пл}} = 240 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и проявления углеводородного газа.

На больших глубинах огромные преобразования претерпевает флюидальная система. Как отмечает Н.А. Еременко, при температуре 160–180 °С растворимость УВ в воде начинает резко возрастать. Далее при температуре 280–360 °С наступает взаимная растворимость УВ и воды. Система становится однородной, при этом исчезают явления поверхностного натяжения, диффузии, сорбции, появляются значительные флуктуации плотности и состава, исчезает фазовая проницаемость и т.п., УВ переходят в водогазонефтяной раствор, отсутствует гравитационное разделение фаз. При этом автор считает, что все УВ, в том числе УВ битумоидов, окажутся в единой флюидальной системе и могут быть извлечены на поверхность (?), то есть на глубинах с температурами 180–350 °С существует большой, пока не изученный резерв жидких УВ.

Однако, на наш взгляд, реализация перечисленных процессов практически закрывает перспективы части осадочного чехла с температурами более 280 °С (доля которой в Прикаспийской впадине достаточно высока), поскольку для извлечения УВ в подобных условиях необходим вывод на поверхность всей водогазонефтяной флюидальной системы (смеси). В этом случае суммарные ресурсы НГБ должны существенно снизиться. Таким образом, вопрос фазового состояния углеводородов в термобарических условиях больших глубин – в реальных геологических условиях – остается открытым и ждет своего решения.

Принципиально важным в проблеме прогноза нефтегазоносности является вопрос о предельных глубинах существования жидких УВ в свободной (жидкой) и газообразной (газоконденсатной) фазах. Решение этого вопроса имеет большое значение при обосновании перспектив нефтегазоносности глубоководнопогруженных НГБ.

Одним из решающих факторов при определении границ распространения промышленных скоплений жидких УВ является температура. Возрастание температур приводит к ускорению процессов деструкции и метанизации нефтей, резко изменяет их свойства и увеличивает газовую фазу в залежах.

По мнению С. Н. Симакова и др. [5], при температуре более 200 °С жидкие высокомолекулярные УВ становятся неустойчивыми, а основная доля суммарных промышленных запасов нефти (около 80 %) приурочена к интервалу палеотемператур 95–150 °С. Зона палеотемператур 150–175 °С характеризуется значительным снижением запасов нефти в недрах, а при 185–200 °С и выше наступают условия, исключающие формирование скоплений жидких УВ.

По данным Landes [6], максимальная температура существования нефти в палеозойских отложениях составляет 110 °С. В Прикаспийской впадине в настоящее время установлено наличие нефтяного Тенгизского месторождения, где зафиксированы пластовые температуры до 128 °С. В палеозойских отложениях максимальная пластовая температура в нефтяных залежах отмечается на Котелевском месторождении (Днепровско-Донецкая впадина) на глубине 5382 м и составляет 132 °С.

Исходя из перечисленных фактов, рекомендуется контролировать результаты расчетов фазового состояния УВ оцениваемых объектов, ориентируясь на следующие температурные границы (для НГБ с палеозойским осадочным выполнением):

*I зона* пластовых температур до 135 °С – зона уверенного прогнозирования существования нефтяных залежей, при прогнозе сумму жидких УВ можно делить на нефть и конденсат;

*II зона* пластовых температур от 135 до 200 °С – область постепенного направленного снижения доли ресурсов нефти в свободном (жидком) состоянии, при прогнозной оценке сумму жидких УВ лучше не разделять на нефть и конденсат;

*III зона* температур выше 200 °С – полное отсутствие нефти в свободном состоянии, начало быстрого снижения ресурсов жидких УВ (конденсата).

Как указывалось выше, приведенные температурные границы характерны для палеозойских отложений (НГБ). Для более молодых бассейнов аналогичные температурные границы можно определить исходя из реальной нефтегазоносности и геотермической обстановки НГБ, а также ориентируясь на литературные данные, приведенные в рассмотренных выше источниках. Прогноз современного и палеотемпературного режима для каждого региона, как правило, осуществлен исследователями, занимающимися его изучением, либо имеется соответствующая методика такого прогноза.

В строении осадочного чехла Прикаспийской впадины весьма большую и во многом определяющую роль в распределении нефтегазоносности играет мощная региональная соленосная толща нижнепермского возраста. Как известно, за счет высокой теплопроводности и низких значений геотермических градиентов соль выполняет роль своеобразного «природного холодильника». Очевидно, что наиболее представительным для решения задачи оценки геотермического режима может быть участок, освещенный бурением и геотермическими исследованиями на максимальную глубину. Наиболее полно таким требованиям в При-

каспии отвечает район Аралсорской сверхглубокой скважины.

Аралсорская сверхглубокая скважина на глубине 6500 м вскрыла верхи кунгурских отложений нижней перми. Температура на этой глубине составила 163 °С [2]. При мощности галогенной толщи (по геофизическим данным) около 2500 м и среднем геотермическом градиенте в солях 1,1 %/100 м температура поверхности подсолевых отложений (гл. ок. 9300 м) под межсолевой мульдой должна составить 191 °С. По данным глубинного сейсмического зондирования мощность соли на расположенном рядом Восточно-Акобском куполе достигает 8 км. Расчеты показывают, что температура поверхности подсолевых отложений здесь 132 °С, то есть разница современных температур под соляным куполом и межкупольной мульдой составляет около 60 °С. Полученные результаты подтверждаются фактическими замерами температур в подсолевых палеозойских отложениях на площади Каратюбе [8], где температура непосредственно под куполом (амплитудой 3,5 км) на 15–18 °С ниже температуры под межкупольной зоной.

Таким образом, непосредственно под Восточно-Акобским куполом вполне реально наличие температурного режима, не препятствующего существованию нефтяной залежи, тогда как в возможной подсолевой залежи под соседней межсолевой мульдой пластовые температуры (ок. 190 °С) дают основание ожидать присутствие только газоконденсатной залежи.

Понятно, что в сверхглубокой скважине с глубиной забоя до 15000 м идеально было бы получение притока УВ из подсолевых отложений на максимальной глубине в условиях максимальных температур и давлений. В этом случае мы получили бы прямой ответ на вопрос о том, какие залежи углеводородов можно ожидать в данных пластовых условиях. Но даже в случае от-

сутствия прямых притоков УВ термобарические условия недр на этих глубинах будут изучены, пробы пластовых вод с растворенными в них УВ и образцы пород, содержащие керогены и битумоидные вещества с углеводородами, отобраны. Комплексное изучение пластовых температур и давлений, образцов водорастворенных УВ, керогенов и битумоидов пород весьма приблизит исследователей к обоснованному прогнозу перспектив нефтегазоносности и возможных качественно-фазовых характеристик УВ в вероятных залежах на больших глубинах.

Возможен также альтернативный вариант решения поставленной задачи – бурение двух скважин. Первая скважина в условиях межкупольной мульды на глубину 12000 м. Такая скважина даст представление о существовании УВ при максимальных пластовых температурах в подсолевых отложениях. При этом на глубине 12 км данная скважина вскрыет 2500–3000 м подсолевых отложений, то есть отложения от нижней перми до низов верхнего девона. Таким образом, будут вскрыты все основные известные карбонатные нефтегазоносные комплексы (НГК) региона. Изучение НГК «терригенного» девона и более древних отложений, включающих терригенные и значительно менее мощные карбонатные пласты на глубинах более 12 км, вероятно, будут предметами внимания для следующих поколений геологов.

Вторая скважина в пределах мощного соляного купола с забоем 9000–9500 м. В данном случае будет получена фактическая информация о зоне «пониженных» температур под соляным куполом, то есть о возможности присутствия в данных условиях нефтяных залежей.

Учитывая рост стоимости бурения с глубиной в геометрической прогрессии, а также его высокие скорости в солях, вариант бурения двух сверхглубоких скважин 9 и 12 км



## *Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и смежных регионов*

может быть по затратам сопоставим с вариантом бурения одной 15-километровой скважины. При этом решение поставленной задачи – прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов подсолевых отложений Прикаспийской впадины, будет решен комплексно и обоснованно.

Из всего сказанного очевидно, что геологоразведочные работы на всех этапах в Прикаспийской нефтегазоносной провинции являются весьма наукоемкими. И без выполнения большого объема целенаправленных и обоснованных научно-исследовательских и опытно-методических работ (НИР и ОМР) их успешность неизбежно будет весьма низкой, а затратность весьма

высокой. Наиболее оптимальным является разработка и реализация скоординированных российско-казахстанских программ НИР и ОМР в пределах единого нефтегазоносного бассейна – Прикаспийской впадины, с вовлечением территорий как нераспределенного, так и распределенного фонда недр двух стран. Соответственно с привлечением специалистов геологов и геофизиков недропользователей.

В заключение следует отметить, что совместные работы казахстанских и российских геологов были весьма эффективны. Использовать имеющийся совместный опыт было бы крайне полезно, пока еще активно работают носители этого опыта.

### Л и т е р а т у р а

1. Landes K. K. Eometamorphism and oil and gas in time and space. Part 1. – AAPG Bull, 51 (6). – 1967. – P.828–841.
2. Васильев Ю. М. и др. Аралсорская сверхглубокая скважина. – М.: Недра, 1972. – 260 с.
3. Нефтегазогеологическое районирование Казахстанского сектора Прикаспийской нефтегазоносной провинции /И. В. Орешкин, С. А. Новиков, А. С. Нысанова, С. А. Истекова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 10–13.
4. Орешкин И. В. и др. Условия формирования залежей углеводородов и локальный прогноз нефтегазоносности подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – С. 33–39.
5. Орешкин И. В. Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений в подсоловом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 26. – С. 42–47.
6. Орешкин И. В. Основные особенности распределения углеводородов в связи с оценкой нефтегазоносности палеозоя северо-западной части Прикаспийской впадины // Вопросы геологии Южного Урала и Поволжья: [сб. ст.]. – Саратов: изд-во СГУ, 1986.
7. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах / под ред. С. Н. Симакова. – Л.: Недра, 1986. – 248 с.
8. Светлакова Э. А., Дальян И. Б. Роль соленосной формации в катагенетическом превращении рассеянного органического вещества // Геология нефти и газа. – 1978. – № 4. – С. 71–76.