

12. Решение межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Каменноугольная система. – Л.: ВСЕГЕИ, 1990.

13. Салтыков В.Ф. Местные стратиграфические подразделения московского яруса среднего карбона Волгоградско-Саратовского Поволжья //Известия Саратов. ун-та. Сер. наук о Земле. – 2009. – Т.9. – Вып.1. – С.75-90.

14. Семихатова Е.Н. Значение фораминифер в изучении среднекаменноугольных отложений области Доно-Медведицких дислокаций //Региональная стратиграфия СССР. – М.: изд-во АН СССР, 1961. – Т.5. – С.297-358.

15. Семихатова С.В. Некоторые черты геологической истории района Арчединско-Донских поднятий //Известия АН СССР. Сер. геол. – 1949. – № 3. – С.69-81.

16. Чернова Е.И. К стратиграфии каменноугольных отложений в районе с. Жирного Сталинградской области //Региональная стратиграфия СССР. – М.: изд-во АН СССР, 1954. – Т.2. – С.255-271.

17. Чернова Е.И. Биостратиграфия (по фораминиферам) среднекаменноугольных отложений Саратовского Правобережья //Региональная стратиграфия СССР. – М.: изд-во АН СССР, 1961. – Т.5. – С.261-286.

УДК 553.98 (470,46)

## НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНО-АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© 2011 г. Г.А. Фадеева, Ю.А. Меняйленко  
ООО "ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть"

Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение (ЦАГКМ) находится в центральной части Астраханского свода. Территориально оно является составной частью Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ). Расположено ЦАГКМ в Енотаевском, Харабалинском, Наримановском и Красноярском районах Астраханской области, в междуречье Волги и Ахтубы, в 60 км к северу от областного центра г. Астрахани.

Одно из крупнейших в мире, уникальное (по запасам, многокомпонентному составу флюидальной системы, огромным размерам) АГКМ было открыто в 1976 г., а введено в разработку в 1986 году. В соответствии с положением закона "О недрах" и порядком лицензирования ГП "Астраханьгазпром" была выдана Лицензия сроком на 25 лет на право пользования недрами для добычи газа, конденсата из газоконденсатной

залежи и геологического изучения палеозойских отложений в границах горного отвода месторождения на Левобережную часть. Правобережная часть месторождения эксплуатационными скважинами не разбуривалась.

Пойменная часть относилась к природоохранной зоне и до 1999 года оставалась не изученной (рис.1).

В мае 2004 г. поисковой скв.1 Приморской (1 Пр), пробуренной на территории Пойменного участка, было открыто Центрально-Астраханское месторождение. Право пользования недрами с целью разведки и добычи углеводородного сырья на Центрально-Астраханском месторождении выдано ООО "Приморьнефтегаз".

Основная трудность при освоении Пойменного лицензионного участка связана с его природно-климатическими особенностями и экологической уязвимостью территории.

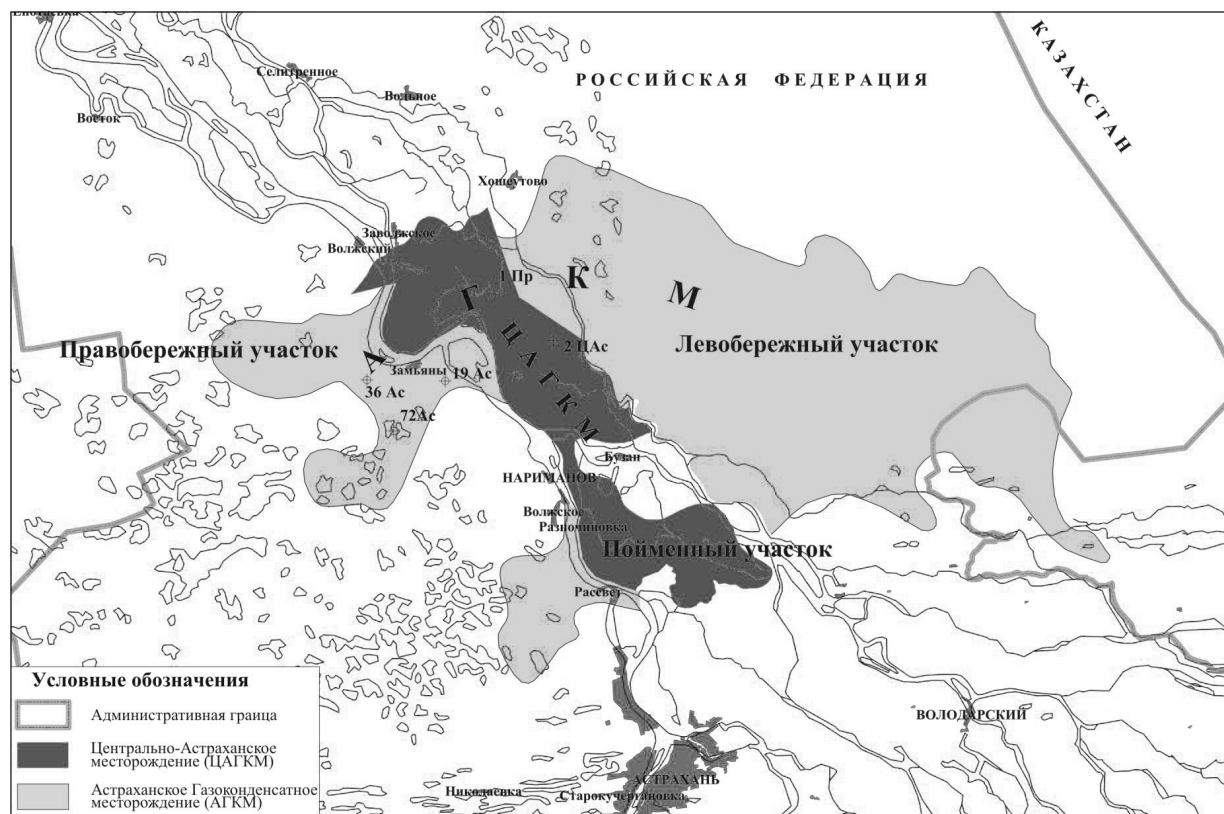


Рис.1. Обзорная схема района

Район работ находится на юге Волго-Ахтубинской поймы, представляющей собой полосу волжской долины, окаймленную с запада Волгой, а с востока – Ахтубой. Во время весенних половодий выход воды в пойму происходит как из Волги, так и из Ахтубы. Высокими полыми водами пойма заливается на значительной площади. Она изобилует множеством речек (ериков), озер, ильменей и заболоченных участков, остальная часть занята сельскохозяйственными угодьями. Ширина поймы колеблется от 12 до 40 км. Территория ЦАГКМ находится на площади с систематическим сезонным затоплением. Уровень подъема воды нередко достигает 4-5 м.

Территория изобилует местами нерестилиц рыб, и проведение работ, связанных с бурением скважин, обустройством, процессом добычи, текущего ремонта и прочего, может привести к резкому нарушению экологического баланса Пойменного участка. Продуктивные пласты залегают на глубине

до 4 км и характеризуются наличием anomalно высокого пластового давления. Пластовый газ содержит большое количество сероводорода и углекислого газа (в сумме до 50 %), в связи с чем аварийные ситуации могут привести к катастрофическим последствиям для всей экосистемы (ТЭП, ФГУП "ВНИГНИ", 2004)

Однако стране нужны даже трудно извлекаемые природные богатства, поэтому существуют "Технико-экономические предложения", а также сформирована концепция предполагаемого освоения Центрально-Астраханского месторождения (бурение скважин, обустройство, сбор, подготовка и транспортировка продукции), обеспечивающая максимальную экологическую безопасность проведения работ, согласно которой началось бурение скважин на Пойменном участке.

Уже сегодня недра готовы к эксплуатации, но существует ряд неразрешенных геологических проблем, главными из кото-

рых, на наш взгляд, являются три, они в общих чертах и будут рассматриваться в этой статье.

Основная или первая проблема: ЦАГКМ – это отдельное месторождение или центральная пойменная часть одного и того же АГКМ? Это важно знать по ряду ниже-следующих причин.

Изучение любого месторождения начинается с создания модели геологического строения, которая в последствии уточняется и совершенствуется, но всегда служит основой для разработки залежей и наиболее экономического извлечения УВ из недр. Как правило, такие задачи как определение границ залежей и месторождений почти всегда решались на этапе геологоразведочных работ. В настоящий момент, особенно на новых поисковых объектах, этап геологоразведочных работ отсутствует (нет такого важного документа как "Проект геологоразведочных работ месторождения"). Сегодня ограничиваются одной, в лучшем случае тремя поисково-разведочными скважинами даже на крупных месторождениях, которые, естественно, не могут решить возложенных на геологоразведку задач. Поэтому модель геологического строения ЦАГКМ, созданная по структурной основе (сейсморазведка 2D, частично 3D) и одной – двум точкам – скважинам на площади более 800 км<sup>2</sup>, далека от истинной природы, особенно в весьма неоднородных карбонатных коллекторах со сложной структурой порового пространства.

Кстати, для АГКМ была разработана (в 70-е годы) новая универсальная система разведки с детальностью, достаточной для проведения подсчета запасов и проектирования разработки [1]. В те годы такой проблемы не существовало, т. к. пойма считалась природоохранной зоной АГКМ и скважинами не разбуривалась, а следовательно, и запасы в этой части не оценивались.

Если придерживаться концепции о том, что АГКМ и ЦАГКМ – это единое месторождение, то и изучать его необходимо как

единое геологическое тело. Это не мешает производить подсчет запасов по разным участкам (левобережный, пойменный, правобережный) или даже по соответствующим блокам, но дает возможность переносить выявленные закономерности на всю площадь месторождения.

Геологическому строению района работ и АГКМ более чем за 30-летний период с момента его рождения посвящено большое количество работ. В них изложены основные представления и различные точки зрения на его структуру (пликативную или блоковую). До сих пор единого мнения по этому вопросу не существует. Возможно, это было не актуально, т. к. разбуривалась только левобережная часть и недропользователь был один.

На современном этапе эта проблема становится более важной в связи с увеличением недропользователей, которыми осваиваются новые территории. Поэтому вопрос о том какое строение – блоковое или пликативное – имеет АГКМ можно назвать второй проблемой. Причем обе проблемы тесно взаимосвязаны. Чтобы определиться с этим вопросом, по-видимому, следует вернуться к истории изученности территории.

Начиная с 70-х годов строение Астраханского свода и АГКМ в палеозойской толще изучено по литолого-стратиграфическим комплексам и приуроченным к их границам отражающим горизонтам: III(Ф), III<sup>1</sup>(П<sub>2</sub>), III(П<sub>1</sub>).

III(Ф) – кровля додевонских отложений, которая прослеживается в низах осадочного чехла на 1-2 км выше фундамента; погружается до 8000-8600 м. Бурением не изучена.

III<sup>1</sup>(П<sub>2</sub>) – отражающий горизонт в кровле терригенной толщи верхнедевонско-каменноугольных отложений. Толщина этого комплекса пород уменьшается с востока на запад от 1,2 до 0,5 км. К периферийным частям свода горизонт III<sup>1</sup>(П<sub>2</sub>) погружается до глубины 7000-7600 м.

ПП(П<sub>1</sub>) – кровля размытой поверхности известняков башкирского яруса среднего карбона (в центральной части свода). Сейсмический горизонт ПП(П<sub>1</sub>) вскрыт скважинами на глубине около 4000 м, изучен разведочным и эксплуатационным бурением. Толща пород, заключенная между горизонтами ПП<sup>1</sup>(П<sub>2</sub>) и ПП(П<sub>1</sub>), преимущественно карбонатного состава, уменьшается с запада на восток от 2,6 до 1,6 км.

Структурные планы по горизонтам ПП(Ф) и ПП<sup>1</sup>(П<sub>2</sub>) отражают структурные особенности поверхности Астраханского выступа фундамента.

Наиболее достоверно Астраханский свод закартирован сейсморазведкой по отражающему горизонту ПП(П<sub>1</sub>).

АГКМ приурочено к верхней части мощного карбонатного массива верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста, занимающего центральную часть свода. Оно контролируется крупным валообразным поднятием, размеры которого по изолинии минус 4200 м – 110 x 45 км, амплитуда более 400 м (рис.2).

Продуктивными являются органогенные карбонатные отложения башкирского яруса (краснополянский, северо-кельтменский, прикамский горизонты). Поверхность кровли башкирского резервуара морфологически сложная, характеризуется неравномерным развитием положительных и отрицательных форм ее рельефа, обусловленных проявлениями как структурно-формирующих тектонических движений, так и эрозионных процессов предпермского этапа. Поверхность башкирских отложений свидетельствует о тектоно-седиментационной природе ее формирования (Г.А. Габриэлянц, 1987).

Наличие дизъюнктивных нарушений в пределах Астраханского месторождения достоверно скважинами не было установлено. По периферии структуры фиксируется сгущение изогипс и увеличение углов падения до 4-5°.

Палеозойская толща пород представляет собой нижний структурный этаж, или подсолевой, который отделяется от верхнего надсолевого (мезо-кайнозойского) мощной соленосной толщей кунгурского возраста.

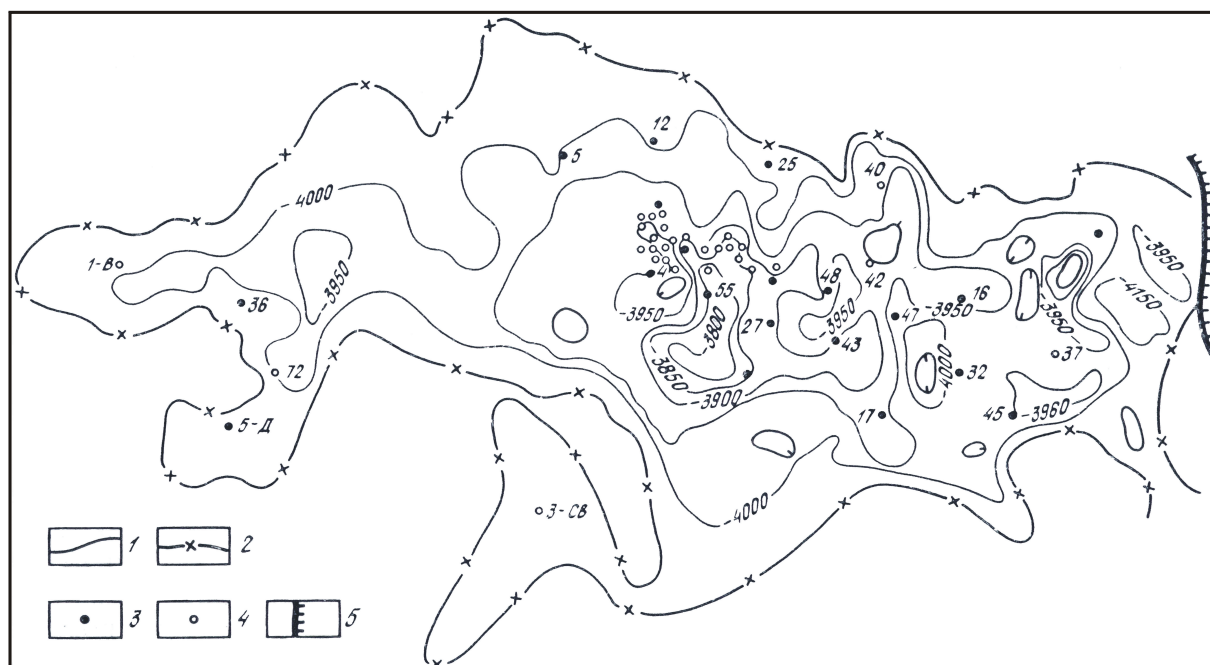


Рис.2. Структурная карта АГКМ по кровле башкирского яруса. 1 – изогипсы по кровле башкирского яруса, 2 – положение ГВК, скважины: 3 – разведочные, 4 – эксплуатационные, 5 – зоны потери корреляции

та. Он является основным объектом изучения. Отдельные блоки на АГКМ не выделялись.

Правобережный участок АГКМ изучался одновременно с левобережным, однако там пробурено всего несколько геологоразведочных скважин. Все работы были сосредоточены на левобережье.

Пойменный участок Астраханского свода начал изучаться сейсморазведочными работами (методами 2D МОГТ-48 и 2D МОГТ-60) Астраханской геофизической экспедиции с 1997 г. В 2008 г. СК "ПетроАльянс" провел сейсморазведочные работы методом 3D (211 пог. км). Так же были выполнены гравиметрические работы на всей площади лицензионного участка. В результате проведенных работ уточнено геологическое строение Пойменного лицензионного участка по всему комплексу отложений осадочного чехла, построены карты масштаба 1 : 50 000 по основным отражающим поверхностям: по надсолевому ( $K_2$ ,  $K_1$ ,  $J_2b$ ,  $T_1$ ,  $P_2$ ), солевому ( $P_1k$ ) и подсолевому (III, III<sup>I</sup>, III<sup>II</sup>, III) комплексам пород. Выявлена нарушенность залегания толщ осадочного чехла, унаследованная в ряде случаев от кристаллического фундамента. Пробуренные скважины нарушения не вскрыли.

По-видимому, на данном этапе изученности можно предположить, что на всей территории АГКМ на уровне продуктивных отложений существуют зоны мезотрещиноватости, представляющие собой разломы от 20 до 50 м, и зоны разуплотнений (пликативные дислокации), которые не делят на отдельные блоки месторождение [2]. Однако тектонические нарушения, по которым протекают реки Волга и Ахтуба, существуют (сейсморазведка 1997-2008 гг.). Они, скорее всего, делят месторождение на три блока (левобережный, пойменный, правобережный) по границам рек. Некоторые авторы считают, что об этом свидетельствуют такие косвенные признаки, как различные отметки газоводяных контактов (ГВК) в скважинах. Наличие различных отметок ГВК по

всей территории месторождения – это третья проблема на АГКМ. На этот вопрос не существует однозначной точки зрения. Многие авторы считают, что на АГКМ плоскость ГВК может быть горизонтальной, наклонной или волнистой.

При первоначальном подсчете (до ввода залежи в разработку, 1987 г.) плоскость ГВК была принята горизонтальной на отметке минус 4073 м.

Некоторые исследователи утверждают, что ГВК на АГКМ имеет наклонную форму, погружаясь с северо-востока на юго-запад от минус 4073 до минус 4134 м (скв.72-А). Причем заключение о наличии наклонного контакта делается на основании практически только одной скв.72 Астраханской. На наш взгляд, это не совсем корректно.

В правобережной части АГКМ существуют только две скважины (5-Д и 72-А), по которым можно судить о ГВК залежи. Но этот материал (фактический) разными авторами тоже трактуется по-разному. Мы же склоняемся к следующему варианту. В скв.5-Д в интервале глубин в абсолютных отметках (-4072 – -4089 м) при исследовании получены: приток газа ( $Q_g = 60$  тыс. м<sup>3</sup>/сут) и приток воды ( $Q_v = 4,8$  м<sup>3</sup>/сут). ГВК в этой скважине принят по середине интервала перфорации и соответствует отметке -4080 м. В скв.72-А, по нашему мнению, отметка ГВК на глубине минус 4134 м принята ошибочно. Об этом могут свидетельствовать следующие данные. В апреле 1986 г. в скв.72-А были испытаны интервалы: нижний в абсолютных отметках (-4148 – -4164 м), из которого получили приток воды 6,3 м<sup>3</sup>/сут, и верхний в абсолютных отметках (-4107 – -4119 м), из которого получили газ дебитом 265 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Данные послужили основанием для того, чтобы отметку ГВК провести на середине между этими интервалами (ГВК – 4134 м). Однако несколько позже (в 1986 г.) в скв.72-А перфорирован и испытан интервал в абсолютных отметках (-4059 – -4087 м), из которого получили приток газа ( $Q_g = 424$  тыс. м<sup>3</sup>/сут) и приток воды

( $Q_v = 11,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) на 14 мм штуцере. Если эту первичную информацию считать достоверной, то ГВК по скв.72-А может быть принят на середине интервала в абсолютных отметках (-4059 – -4087) на отметке – -4073 м (как в первоначальном подсчете запасов, 1987 г.).

В этом случае отметка ГВК по скв.72-А, соответствующая значению минус 4073 м, а не официально принятому (минус 4134 м), не будет противоречить не только всем остальным данным (32 разведочные скважины и несколько сотен эксплуатационных), полученным по скважинам АГКМ, но и не будет выпадать из общих геологических закономерностей. Одной из которых является погружение слоев в сторону Прикаспийской впадины, откуда должен следовать и возможный наклон ГВК в том же направлении. Вопреки этой закономерности некоторые исследователи соглашались с наклонным контактом в противоположную сторону (к скв.72-А). Это, по-видимому, маловероятное явление. Тем более, что в газовых залежах контакт практически всегда горизонтальный [3], так как газ очень подвижный флюид, а любая природная система всегда стремится к равновесию и стабильности (релаксации).

Новые скважины – 1 Приморская и 2 Центрально-Астраханская (2 Ц-А), – которые были пробурены в пойменной части, не подтвердили предположение о наклонном контакте. Хотя по официальной версии ГВК в скв.1 Пр был принят по данным ГИС на отметке -4129 м с учетом переходной зоны (до 30 м), которая также маловероятна в газовых залежах, тем более при наличии АВПД.

Однако по данным опробования скв.1 Пр и 2 Ц-А ГВК может быть принят на отметке минус 4105 м. Об этом свидетельствуют следующие данные. Скв.1 Пр водонасыщенную часть разреза не вскрыла, а при исследовании интервала в абсолютных отметках (-4051,1 – -4101,1 м) был получен газ ( $Q_g = 262,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ).

В скв.2 Ц-А из интервала в абсолютных отметках (-4107 – -4121,8 м) при исследова-

нии получен приток воды ( $Q_v = 8,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), а из интервала в абсолютных отметках (-4050,4 – -4084,8 м) – приток газа ( $Q_g = 142,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и воды ( $Q_v = 31,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Среднее значение между "чистым газом" и "водой" по двум скважинам (1 Пр и 2 Ц-А) дает абсолютную отметку минус 4105 м.

Другими словами, приток воды получен уже с отметки -4107 м (скв. 2 Ц-А), а на глубине -4129 м (скв.1 Пр), скорее всего, будет вода (расстояние между 1 Пр и 2 Ц-А около 10 км).

Споры о газовой контакте на АГКМ (горизонтальном, наклонном, волнистом) до сих пор не прекращаются из-за того, что отметки контактов во всех скважинах различные, даже в левобережной части, где тектонические блоки ранее не выделялись. Перепады в отметках на участке одной УППГ (установка предварительной подготовки газа) составляют до 30 м. Причем выявить общую закономерность в каком-либо одном направлении весьма трудно. Однако когда была построена карта ГВК по разбуренному участку на левобережье (несколько сот скважин), было установлено, что поверхность ГВК на разбуренном участке АГКМ имеет волнистую форму [4]. Скорее всего, такое явление связано со структурными особенностями залежи, наличием низкопоровых, плохо проницаемых карбонатных коллекторов и аномально высоких пластовых давлений, но не с блоковым строением залежи. Это должно быть очевидным, поскольку каждую скважину выделить в отдельный блок (из-за разных контактов) невозможно.

Вероятнее всего, на данном этапе изученности, хотя это не доказано достоверно, всю площадь АГКМ можно условно разделить на три гидродинамически взаимосвязанных блока: Левобережный, Пойменный и Правобережный. Любые другие смещения пород могут рассматриваться как пликативные дислокации.

Для того, чтобы получить ответы на поднятые в статье проблемы, как и на ряд

других, не упомянутых, необходимо провести комплекс геологоразведочных работ на территории Волго-Ахтубинской Поймы и решить вопрос о ее статусе. В результате чего может оказаться, что разбуривание этой заповедной зоны не целесообразно. Уже сегодня очевидна ее низкая перспективность как в геологических, так и экономических аспектах.

Если сравнить такие геологические параметры, как общие и газонасыщенные толщины продуктивных отложений, их пористость, насыщенность, проницаемость, а также продуктивность скважин левобережной и пойменной зоны, то остается констатировать тот факт, что все они в левобережной

части существенно выше, чем в скв.1 Пр и 2 Ц-А. Усугубляет ситуацию еще один важный отрицательный фактор: наличие сероводорода в этих скважинах (1 Пр и 2 Ц-А) существенно выше, чем на левобережье (38 % по сравнению с 26 %).

Проведение работ, связанных с бурением скважин, их обустройством, процессом добычи и т. д., на территории заповедной зоны будет не только очень затратным, но и может привести к резкому нарушению ее экологических условий. В связи с этим необходим дополнительный анализ, который позволил бы оценить экологический ущерб при освоении центрального участка АГКМ.

#### Л и т е р а т у р а

1. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Иванов Г.Н. Опыт разведки и подсчета запасов Астраханского месторождения //Геология нефти и газа. – 1988. – № 12. – С.1-7.
2. Особенности геологического строения Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) на его разбуренном участке /Г.А. Фадеева, В.А. Белитченко, А.Ф. Шатилов и др. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 6. – С.2-5.
3. Справочник по геологии нефти и газа /под ред. Н.А.Еременко. – М.: Недра, 1984.
4. Положение газоводяного контакта на Астраханском газоконденсатном месторождении /Г.А. Фадеева, А.Ф. Шатилов, Н.В. Краснокутская и др. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 9. – С.9-12.

