

УДК 622.276 + 622.276.6

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ
ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА
НА АСТРАХАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD AND TECHNOLOGICAL INFOR-
MATION FOR DESIGNING MEASURES
FOR INTENSIFICATION OF THE GAS FLOW
ON THE ASTRAKHANSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD**

Сухин Андрей Александрович

студент,
Ухтинский государственный
технический университет
andruxanov707@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений
и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный
технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Астраханское газоконденсатное месторождение является сложным для освоения месторождением углеводородов. Для АГКМ характерно аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, высокое содержание кислых компонентов в составе пластового флюида, а также сложное геологическое строение коллектора. В силу этих особенностей освоение АГКМ невозможно без проведения мероприятий по интенсификации притока газа к скважинам. Применяемые технологии интенсификации притока должны способствовать улучшению фильтрационно-емкостных характеристик коллектора, устранению кольматации продуктивных пропластков, минимальному коррозионному воздействию на элементы подземного оборудования, интенсивному выносу продуктов реакции, предотвращению их накопления и т.д.

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов; термобарические условия; коллекторские свойства и типы пород; начальный состав пластовой системы; характеристика осуществляемой системы разработки; конструкции скважин; освоение скважин.

Sukhin Andrey Alexandrovich

Student,
Ukhta state technical university
andruxanov707@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of the department
of development and operation
of oil and gas fields
and underground hydromechanics,
Ukhta state technical university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The Astrakhanskoye gas-condensate field is a difficult hydrocarbon field to develop. The Astrakhanskoye gas-condensate field is characterized by anomalously high reservoir pressure, high reservoir temperature, high content of acidic components in the composition of the reservoir fluid, as well as a complex geological structure of the reservoir. Due to these features, the development of Astrakhanskoye gas-condensate field is impossible without measures to stimulate the flow of gas to the wells. The technologies used to stimulate the inflow should help to improve the filtration and capacity characteristics of the reservoir, eliminate clogging of productive layers, minimize corrosive effects on elements of underground equipment, intensive removal of reaction products, prevent their accumulation, etc.

Keywords: geological and field characteristics of productive formations; thermobaric conditions; reservoir properties and types of rocks; initial composition of the reservoir system; characteristics of the implemented development system; well designs; well development.

Сведения о регионе работ

Уже два десятилетия на юге России, под Астраханью, разрабатывается богатейшее в мире газоконденсатное месторождение. Оно уникально не только по размерам площади и величине запасов, но и по характеру сырья, в котором газ содержит до 26 % сероводорода, а конденсат состоит из бензиновых, дизтопливных и незначительного количества мазутных фракций. К открытию этой гигантской кладовой углеводородов Россия шла долгие годы.

Первую разведочную скважину в районе Астрахани геологи пробурили в 1946 году. Но лишь через десятилетие удалось обнаружить в области признаки нефти – на Разночиновской, Тинакской, Кирикилинской и ещё нескольких площадях. Затем, спустя годы, была найдена Бешкульская промышленная нефтяная залежь.

В 1976 году поисковая скважина № 8, пробуренная на Астраханском своде в завожской степи, дала приток газа с дебитом более одного миллиона кубометров в сутки, и уже к 1987 году поднялся в полупустыне крупнейший в Европе газовый перерабатывающий комплекс.

ООО «Газпром добыча Астрахань» осуществляет деятельность по поиску и разведке залежей нефти и газа (как заказчик), добычу и переработку сероводородсодержащего сырья АГКМ на одноименном газовом (газохимическом) комплексе с выработкой сухого и сжиженного газа, бензина, дизельного топлива, мазута, серы в жидком, комовом и гранулированном видах, транспортировке товарной продукции, обеспечению области и других субъектов Федерации газом и жидким топливом, газификации населённых пунктов, промышленному и жилищно-гражданскому строительству, капитальному ремонту, проектно-изыскательским, научно-исследовательским, опытно-конструкторским и другим работам.

ООО «Газпром добыча Астрахань» представляет собой крупный газохимический комплекс, в состав которого входят следующие структуры:

- газопромысловое управление (ГПУ);
- газоперерабатывающий завод (ГПЗ);
- комплекс подземных хранилищ;
- внешние газо- и продуктопроводы.

Месторождение находится в 60 км севернее областного центра г. Астрахань (рис. 1). В административном плане оно размещается в пределах Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов Астраханской области, юго-восточное его окончание уходит на территорию Казахстана.

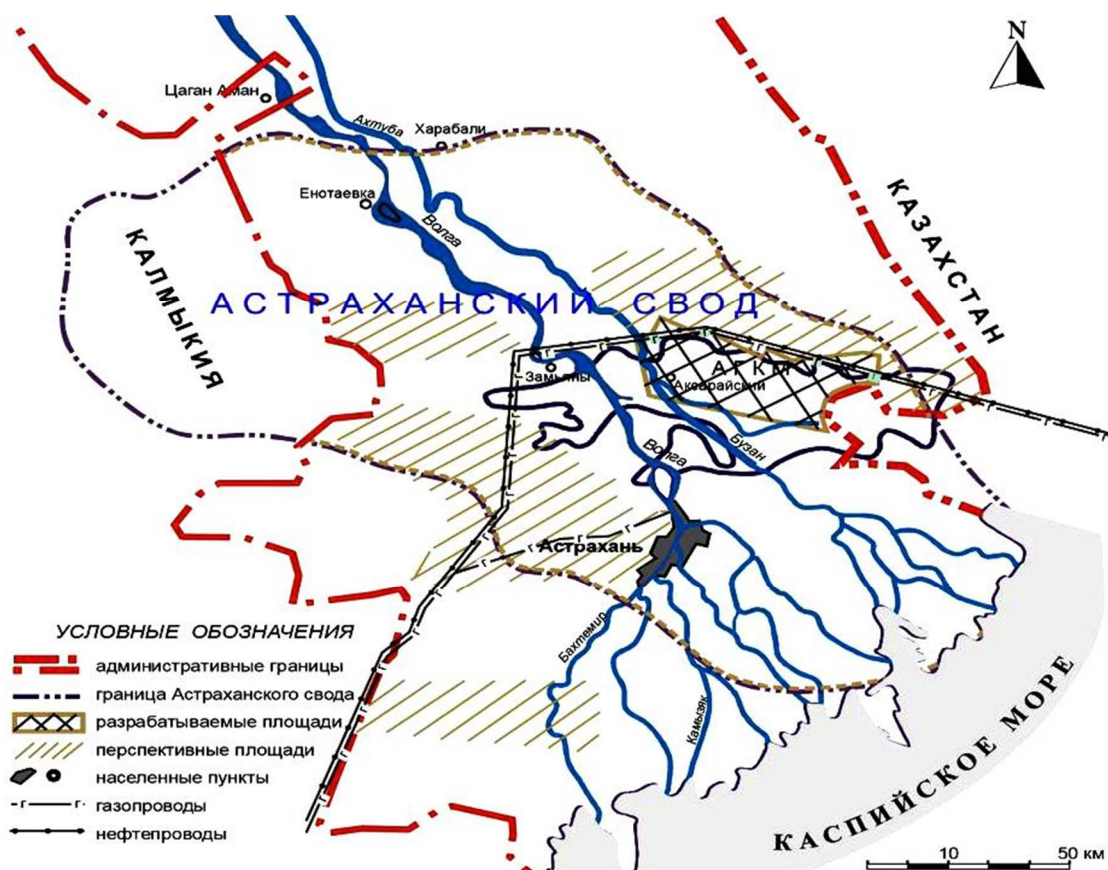


Рисунок 1 – Обзорная карта Астраханского газоконденсатного месторождения

Контур разбуривания Астраханского газового комплекса расположен в Красноярском районе Астраханской области, в 70 км к северо-востоку от областного центра – г. Астрахани, на левобережье реки Ахтуба, левой протоки низовья реки Волга, как видно на рисунке 1.

Территория контура разбуривания находится в пределах Прикаспийской низменности и характеризуется развитием аккумулятивного эолового рельефа голоценового возраста.

Астраханское месторождение эксплуатируется при строгом контроле за состоянием пластовой системы, что позволяет с достаточной достоверностью прогнозировать ход отбора запасов и изменения энергетической характеристики залежи. Внимательнейшим образом учитываются степень выработки пласта, величины компонентоотдачи, качество извлекаемого сырья, «поведение» залежи, в частности, колебания её термобарических параметров. На основании складывающейся картины геологической службе и производственным подразделениям газопромыслового управления предлагаются конкретные меры по оптимизации режимов добычи. Регулярно изучаются динамика и состав флюида. На установке PVT были впервые определены предельное влагосодержание пластовых смесей и темп истощения продуктивных коллекторов.

Предмет особой защиты – борьба с коррозией промышленного и заводского оборудования, подвергающегося на АГКМ повышенной сероводородной и углекислотной агрессии. Здесь важно всегда давать объективную оценку положения и безошибочно выявлять причины случившихся и назревающих срывов. Так, определено, что факты отказа в некоторых звеньях технологических линий обуславливаются температурой абсорбента, скоростью потоков вещества, темпом эрозии металла, наличием в сосудах продуктов деградации аминов.

Литолого-стратиграфический разрез скважин

Каменноугольная система, Средний отдел (4100–3890 м)

Среднекаменноугольные отложения представлены преимущественно органоминеральными, оолитовыми известняками, формирование которых происходило в прибрежных условиях. Характеризуются они первичной и вторичной пористостью. Открытая пористость составляет 5–16 %, при среднем значении 10,1 %, проницаемость изменяется от $98 \cdot 10^{-6}$ до $0,04$ Дарси, а трещинная от $18 \cdot 10^{-7}$ до $196 \cdot 10^{-5}$ Дарси в нижней части разреза залегает пласт глины мощностью 5–7 м. Вскрытие среднекаменноугольных (продуктивных) отложений намечается на глубине 3890 м.

Пермская система, Нижний отдел (3890–2000 м)

Отложения присутствуют в составе сакмаро-артинского и кунгурского ярусов.

Сакмаро-артинские отложения представлены в верхней части известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, в нижней преимущественно аргиллитами. Доломиты сильно глинистые, битуминозные, с многочисленными включениями органических остатков.

В аргиллитах отмечается конкреции и кристаллы пирита. Нерасчленённость толщи на ярусы связаны с неполнотой геологических сведений.

Породы крепкие, плотность их ориентировочно составляет $2,6 \text{ г/см}^3$. В целом толща не является коллектором и служит достаточно надёжной крышкой для нижележащего продуктивного пласта. Вскрываются сакмаро-артинские отложения на глубине 3810 м и имеют мощность 80 м.

Породы кунгурского яруса представлены сульфатно-галогеновыми образованиями.

В верхней части разреза – чередование пачек солей, ангидритов. В средней части, занимающей две трети разреза, залегают соли с идентичными маломощными прослоями ангидритов. В нижней части разреза в солях отмечаются пачки ангидритов, песчаников.

Для частей разреза с прослоями и линзами терригенных пород характерны зоны АВГД и рапопроявления дебитом от 4–6 м³/сут. до рапы различна и колеблется от 0,145 до 0,230 кгс/м² на 1 м. Ожидаемая глубина вскрытия кровли пород кунгурского яруса – 2000 м. Мощность пород яруса – 1810 м.

Интервалы залегания солей: 2075–2225 м, 2275–2435 м, 2475–2630 м, 2705–3025 м, 3045–3275 м, 3385–3535 м и 3600–3810 м.

Мезозойская группа, Триасовая система, Нижний отдел (2000–1740 м)

Нижнетриасовые отложения сложены песчаниками, алевролитами, с преобладанием последних. Окраска пород различная, преимущественно красноцветная.

По коллекторским свойствам отложения неравнозначны. Пористость их колеблется от 5 до 20 %, проницаемость – от единиц до нескольких сотен мДарси.

Кровлю триасовых отложений ожидает встретить на глубине 1740 м. Предполагаемая мощность 260 м.

Юрская система, Средний отдел (1740–1440 м)

Породы байоского яруса сложены в нижней части разреза чередованием песчаников и глин с преобладанием песчаников. Мощность этой части разреза составляет 65 м. Верхняя часть разреза представлена толщей глин с 1–2 прослоями маломощных песчаников в середине толщи. Мощность её достигает 235 м.

Песчаники обладает хорошими коллекторскими свойствами: пористость их составляет 20–25 %, проницаемость 150–300 мДарси. Вскрытие кровли юрских отложений предполагает на глубине 1440 м, мощность 300 м.

Меловая система, Нижний отдел (1440–1100 м)

В отложениях нижнего отдела выделяются породы аптского и альбского ярусов. Аптские породы представления в нижней части песчаниками, в верхней части – глинистыми. В отложениях альбского возраста наблюдается чередование песчаников, алевролитов и глин. Породы обладают средней крепостью: пористость их достигает 31 %, проницаемость 1,1 Дарси.

Породы нижнего мела предполагается встретить на глубине 1100 м мощность 340 м.

Верхний отдел (1100–810 м)

Сложен породами сеноманского, сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов. Сеноманский ярус сложен глинисто-алевролитовыми образованиями с единичными прослоями мергелей и карбоновых глин.

Коллекторские, фильтрационные свойства этих отложений не изучались.

Верхнемеловые отложения предположительно будут вскрыты на глубине 810 м и будут иметь мощность 290 м.

Кайнозойская группа, Палеогеновая система (810–560 м)

Нерасчленённые отложения палеогенового возраста представлены преимущественно глинистыми образованиями. Вскрытие их предполагается на глубине 560 м, мощность 250 м.

Неогеновая система (560–100 м)

Отложения акчагыльского и апшеронского ярусов верхнего отдела неогена представлены глинами с прослоями песка. Вскрытие их предполагается на глубине 100 м, мощность 460 м.

Четвертичные отложения (100–0 м)

Четвертичные отложения залегают с поверхности, представлены глинами, супылями, суглинками, супесями, песками и имеют мощность 100 м.

Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

АГКМ характеризуется высоким содержанием агрессивных компонентов в составе газа, коррозионной активностью и токсичностью, наличием аномально высокого пластового давления, высоким конденсатным фактором, высокой температурой гидратообразования, высоким давлением конденсации. Содержание метана – 50 %, кислых газов – более 40 %, в том числе до 28 % сероводорода.

Газоконденсатное месторождение расположено в юго-западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, севернее г. Астрахани. Залежь приурочена к сложному по строению карбонатному массиву, представленному известняками башкирского яруса среднего карбона, залегающим на глубине 3700–4100 м.

Поверхность газоводяного контакта (ГВК) – наклонная с погружением в юго-западном направлении. Средний уровень ГВК принят на отметке минус 4073 м. Средневзвешенная газонасыщенность оценена по вскрытому разрезу до уровня ГВК и составляет 85 %.

Продуктивная толща АГКМ представлена карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона в объёме прикамского, северокельтменского и краснополянского горизонтов. Разрез складывается известняками серыми, буровато- и коричневатосерыми, крепкими, пористыми, массивными и неясно-слоистыми, с подчиненными прослоями плотных трещиноватых и плитчатых разностей. Среди известняков отмечаются тонкие прослои зеленовато-серых плитчатых аргиллитов.

Продуктивная толща АГКМ сложена, в основном, чистыми известняками.

В составе пород: кальцит 96–98 %, доломит – 1–4 %, нерастворимый остаток – 0,2–0,8 %, ангидрит – менее 0,1 %, кварц – до 2 %. Геологический разрез АГКМ представлен на рисунке 2.

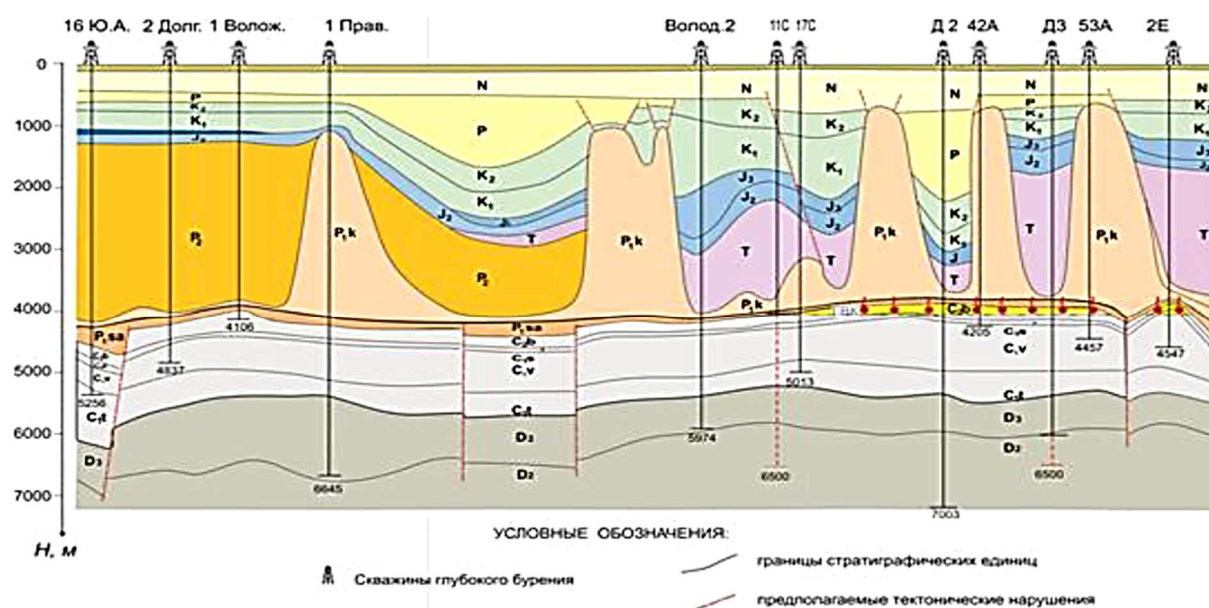


Рисунок 2 – Геологический разрез

Астраханского газоконденсатного месторождения по линии скважин №№ 16 ЮА – 2 Еленовская

Пустотное пространство карбонатных пород представлено порами, фильтрующими каналами, трещинами и кавернами. Трещинная и каверновая ёмкости имеют подчинённое значение. Основную и значительную долю в продуктивном разрезе составляет поровый (гранулярный) тип коллектора.

Ёмкостные свойства пород обусловлены развитием пор первичных (реликтово-седиментационных и типа диагенетической перекристаллизации) тонкой и очень тонкой структуры, пор унаследованно-вторичных, образованных выщелачиванием на месте первичных пустот, а также пор вторичных, образование которых связано с трещинами. Вторичные поры, по данным изучения шлифов из пропитанных цветной смолой образцов пород, играют значительную роль в обеспечении ёмкости. Унаследованные внутрiformенные пустоты имеют размеры от 5 до 50 мкм, редко достигают размеров 100–150 мкм, полуокруглую форму, гладкие или неровные зубчатые ограничения. Межформенные поры отличаются лапчатой, щелевидной или гантелеобразной формой. Поры распределяются селективно. Собственно вторичные поры приурочены к расширениям полостей трещин, стилолитов. Сгущения таких пор развиваются в зальбандах трещин. В трещинах различных систем образуются узкие, щелевидные (10-50 мкм), участками протяжённые (1–10 мм) или неправильные асимметричные заливообразные, более крупные (до 0,5–1 мм) поры и мелкие каверны.

Поры выщелачивания, по данным изучения пород в шлифах, составляют от 10–30 до 60 % объёма ёмкости коллектора.

Изучение морфологии пустотного пространства в шлифах показало, что соединение пор осуществляется весьма тонкими, короткими (10–20 мкм) и более протяжёнными поровыми каналцами. В карбонатном разрезе АГКМ широко распространены также трещины, залеченные вторичным кальцитом, шириной от 2,0–3,0 до 0,2–0,5 и реже 1,0–1,5 мм, приуроченные к зонам наложенной цементации разреза кальцитом. Повсеместно в разрезе, чаще в пластах с уплотнённой матрицей, развиты сутуростилолитовые швы различных геометрических типов, с которыми связаны открытые трещины и каверны.

Кавернозность пород по керну имеет ограниченное развитие. Чёткой закономерности в распространении каверн не установлено. Частые мелкие каверны установлены в биоморфных водорослевых известняках по скважине № 5-А в пачках 3, 8, 9 и 10, на границе прикамского и северокельтменского горизонтов.

Таким образом, литологическое изучение кернового материала продуктивного разреза АГКМ выявило следующее его основные черты:

- толща слагается коррелируемыми по всей площади пластами органогенных известняков, являющимися коллекторами порового и порово-трещинного типов с подчиненными прослоями, и пластами плотных трещиноватых биогенно-хемогенных разностей и аргиллитов, которые флюидоупорами не являются;
- наличие широко развитой трещиноватости обеспечивает единство газодинамической системы залежи АГКМ.

Анализ имеющихся данных ГИС, результатов лабораторных исследований керна и промысловых испытаний показывают, что в условиях изучаемого месторождения целесообразно определить газонасыщенные коллекторы, как породы, содержащие газ, при доказанной его подвижности.

Комплекс методов, включающий измерения БК-3, БКС-2, МНК, ГК, ИННК, дал основные доказательства подвижности газа в породах с пористостью не менее 6 %, которая принята в качестве условной границы «коллектор – неколлектор».

Разрезы скважин, пробуренные на АГКМ, подразделяются на 3 зоны:

- 1) газоносная зона (с предельным газонасыщением коллектора);
- 2) переходная зона;
- 3) нижняя часть переходной зоны (между ГВК и зеркалом воды).

Термобарические условия

На Астраханском своде, где на гипсометрическую поверхность минус 4500 м почти повсеместно выходят каменноугольные карбонатные отложения, увеличение температуры происходит с севера на юг и с востока на запад. Так, на Заволжской площади, расположенной в северной части свода, в непосредственной близости от контура АГКМ, на этой глубине температура равна 110 °С. В южном направлении от Заволжской площади она повышается и на АГКМ составляет 116 °С. Газоконденсатная залежь, приуроченная к интервалу глубин 3828–4096 м, в температурном режиме на срезе минус 4500 м не находит отражения. Она располагается между изотермами 110–120 °С. В самой залежи в интервале глубин 4100–3980 м температура равна 110 °С.

Геотермическая характеристика разреза АГКМ была получена в результате изучения геотермического градиента по скважине 1 Пионерской. Значения температуры на глубинах 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м здесь соответственно составляют 23,3; 40; 52,5; 68,7; 79,5; 91,0 и 101,2 °С.

Геотермический градиент (°С/100 м) по интервалам глубин следующий:

- 500–1000 м – до 3,34;
- 1000–1500 м – до 2,5;
- 1500–2000 м – до 3,24;
- 2000–2500 м – до 2,16;
- 2500–3000 м – до 2,3;
- 3000–3500 м – до 2,04.

Среднее его значение по разрезу месторождения равно 2,9 °С/100 м. Характеризуя начальное пластовое давление АГКМ, необходимо отметить, что оно было заме-

рено глубинными манометрами лишь в одной скважине (скважина № 32). В остальных скважинах пластовые давления определяли при исследовании расчётным путём по барометрической формуле, исходя из статического давления на головке скважины.

Судя по многочисленным источникам, где встречается начальное пластовое давление для АГКМ, оно установлено в размере 624 кгс/см² на отметке минус 4015 м, т.е. 61,6 МПа. Однако недавно проведённые глубинные замеры давления в новых, ещё не эксплуатирующихся скважинах, показали, что начальное пластовое давление в юго-восточной зоне месторождения несколько выше – порядка 62,1 МПа.

Приведённые выше значения пластового давления свидетельствуют о развитии в подсолевом комплексе месторождения и всего Астраханского свода в целом аномально высокого пластового давления (АВПД). Градиент АВПД здесь колеблется в пределах 0,015–0,016 МПа/м.

Коллекторские свойства и типы пород

Основные фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов изучались в процессе разведки и эксплуатационного бурения. Среднее значение пористости по скважинам рассчитывалось как средневзвешенное по эффективной толщине. Среднее значение пористости принятое при подсчёте запасов, составляет 9,9 % (от 6,7 до 12,4 %). По результатам исследований керна и обработок кривых восстановления давления можно сделать вывод об относительно низких фильтрационных свойствах продуктивного разреза. Коэффициент абсолютной газопроницаемости по керну равен $(0,005 \div 1,0) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, по результатам обработки кривых восстановления давления (КВД) $(0,2 \div 8,5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Среднее значение коэффициента газопроницаемости принято $1,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Фактическое среднее значение остаточной водонасыщенности по всей залежи равно 17 %. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности – 3 %.

Газонефтеносность

Основной продуктивной тощей на Астраханском газоконденсатном месторождении являются среднекаменноугольные карбонатные отложения башкирского яруса. Промышленная их газоносность установлена в скважине № 1 Аксарайской, скважинах №№ 5, 8, 25, 26 и 32 Астраханских. Максимальные дебиты газа до 1023,8 тыс. м³/сут. через 28 мм диафрагму были получены из интервала 3936–3915 м скважиной № 8 Астраханской. ГВК отбивается на абсолютных отметках – 4073 м. Состав газа: углеводород – 60,4 % , сероводород – 20,7 %, углекислый газ – 17,9 %. Начальный конденсатный фактор составляет 240–560 см³/м³.

Начальное пластовое давление в интервале 4100–3990 м скважины № 5 Астраханская равнялось 61,74 МПа, пластовая температура в скважине № 3 Заволжская на глубине 4200 м составляла 110 °С.

Протоколом ГКЗ по запасам при Совете Министров СССР № 9023 от 28 июня 1982 года утверждены балансовые запасы газа и компонентов Астраханского ГКМ по категориям С₁ и С₂ левобережной и по категории С₂ в правобережной частях месторождения. Решено считать развёрнутой до категории С₁ часть Астраханского месторождения, подготовленной к опытно-промышленной разработке.

В скважине № 1 Аксарайской из кровли известняков башкирского яруса в интервале 3981–2994 м во время подъёма инструмента был получен приток газа с дебитом ориентировано 500 тыс. м³/сут.

Газ имел следующий состав: метан – 58,18 %, этан – 7,38 %, пропан – 1,10 %, бутан – 0,64 %, азот – 4,05 %, углекислый газ – 13,18 %, сероводород – 15,47 %.

В скважине № 5 Ширяевской, расположенной в 5 км восточнее скважины № 1 Аксарайской, при опробовании известняков башкирского яруса в интервале 4100–4070 м получен промышленный приток газа с конденсатом. Дебит газа на 13,7 мм штуцере составил 339 тыс. м³/сут., а абсолютно свободный дебит равен 838 тыс. м³/сут. Состав газа: метан – 58,86 %, этан – 1,88 %, пропан – 0,60 %, азот – 0,91 %, углекислый газ – 11,00 %, сероводород – 26,6 %. Относительный удельный вес – 0,8552.

В интервале 4050–3995 м дебит газа на 14,8 мм штуцере составил 375,2 тыс. м³/сут. Состав газа: метан – 61,88 %, этан – 0,62 %, пропан – 0,34 %, азот – 1,57 %, уг-

лекистый газ – 13,2 %, сероводород – 22,00 %. Относительный вес – 0,8426 (по данным института «СевКавНИПИгаз»).

В правобережной части Астраханского свода в скважине № 1 Воложковской площади, расположенной в 35 км к западу от скважины № 1 Аксарайской, из известняков башкирского яруса (интервал 4060–4085 м) получен приток газа с конденсатом, дебит которого через 10 мм штуцер составил 175 тыс. м³/сут.

В проектируемых скважинах согласно «Проекту опытно-промышленной эксплуатации Астраханского месторождения», разработанному институтом «ВНИИгаздобыча» (1977 год), в котором представлен расчёт эксплуатационных параметров и состава газа на усреднённую скважину, начальный средний дебит газовой смеси из двух испытанных интервалов (скважина № 5) составляет 470 тыс. м³/сут.

Ожидаемые минимальные характеристики потока газа приняты следующими:

- скорость на забое – 3,7 м/с;
- скорость на устье – 23,0 м/с;
- давление на устье – 48,9 МПа;
- пластовое давление – 63,1 МПа;
- устьевая температура – 50–60 °С;
- пластовая температура – 109,2 °С.

Гидрогеологическая характеристика

В геологическом разрезе выделяются следующие водоносные комплексы:

- 1) докунгурский;
- 2) кунгурский;
- 3) триасовый;
- 4) среднеюрский;
- 5) верхнеюрский-аптский;
- 6) нижнеальбский;
- 7) среднеальбско-верхнемеловой;
- 8) палеогеново-неогеновый и четвертичный.

Некоторые комплексы ввиду идентичности гидрогеологической объединяются по два и более. В этом случае бывает несовпадение возрастных границ.

Докунгурский водоносный комплекс характеризуется незначительными дебитами вод. Удельный вес вод каменноугольных карбонатных отложений колеблется от 1,015 до 1,06 г/см³, преобладает 1,04 г/см³. Минерализация составляет 2391–3237 мг-экв./л. Воды относятся к карбонатно-натриевому типу. Характерной особенностью вод является наличие большого количества (до 60 %) растворенного сероводорода.

Из сакмаро-артинских отложений нижней перми на Астраханском своде проявлений не отмечалось.

Воды кунгурского комплекса приурочены к терригенным прослоям, залегающим в толще солей. Эти воды представляют собой хлоркальциевые рассолы (рапу) удельным весом 1,26 г/см³. Дебиты этих рассолов (рапы) колеблются от 5 до 200 м³/сут. Высокосолесодержащие притоки рапы крайне затрудняют проводку скважины.

Триасовый комплекс. Дебит вод из отложений этого комплекса обычно низки. В целом воды этого комплекса представляют собой рассолы хлоркальциевого типа. Удельный вес их составляет 1,19–1,22 г/см³, общая минерализация 5800–10800 мг-экв./л. Газонасыщенность варьирует в широких пределах от 50–100 до 800–1000 см³/л.

Среднеюрский комплекс. Дебиты вод из отложений этого комплекса колеблются от единиц до 300 м³/сут. Удельный вес их изменяется от 1,08 до 1,11 г/см³, общая минерализация составляет 5200–7500 мг-экв./л. По химическому составу воды относятся к рассолам хлоркальциевого типа.

Верхнеюрско-аптский комплекс. Дебиты вод комплекса незначительные, не превышают 18 м³/сут. Минерализация вод невысокая 1800–2264 мг-экв./л. По химическому составу они относятся к хлоркальциевым.

Нижнеальпский комплекс. Этот комплекс имеет повсеместное распространение. Дебиты вод на Астраханском своде из нижнего альба составляет 28,8–123 м³/сут.

Удельный вес колеблется в незначительных пределах: от 1,05 до 1,08 г/см³. Общая минерализация изменяется от 2300 до 5600 мг-экв./л. Воды минерализация изменяется от 2300 до 5600 мг-экв./л. воды представляют собой рассолы хлоркальциевого состава.

Среднеальбско-верхнемеловой комплекс. Этот комплекс приурочен к отложениям среднего и верхнего альба и карбонатным отложениям верхнего мела. Дебиты достигают 8,5 м³/сут. Удельный вес 1,05–1,09 г/см³. Общая минерализация достигает 4629 мг-экв./л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

Палеогеново-неогеновый комплекс приурочен к песчаным резервуарам. По составу воды комплекса хлорнатриевые. Общая минерализация их достигает 7–40 г/л. Воды напорные, при самоизливе и при откачке эрлифтом получены дебиты до 30 л/с. Воды комплекса широко используются для хозяйственных целей, снабжения населенных пунктов и приготовления буровых растворов.

Четвертичный водоносный комплекс содержит водоносные горизонты, приуроченные к солям песков алевролитов. Общая минерализация достигает 1–30 г/л. Используются воды для хозяйственно-питьевых целей в крайне ограниченном количестве.

Начальный состав пластовой системы

АГКМ по составу газа, аномально высокому пластовому давлению и, самое главное, по объёму разведанных запасов, является уникальным. Сырьевые запасы по категории С₁ составляют 2,43 трлн.м³.

Месторождение характеризуется высоким содержанием агрессивных компонентов в газе, его коррозионной активностью и токсичностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, снижением пластового давления, на отдельных участках до давления начала конденсации.

Газ АГКМ высокосернистый с содержанием сероводорода свыше 25 % объёмных, кроме того, в газе содержится сероокись углерода, меркаптановая сера, сероуглерод и СО₂. Добываемая пластовая смесь находится в однофазном газообразном состоянии и недонасыщена тяжёлыми углеводородами. Давление начала конденсации около 40 МПа, содержание жидких углеводородов 260–275 г/м³. Плотность конденсата составляет 806–827 кг/м³. Из скважин вместе с газом может выноситься конденсационная вода, которая по своему составу относится в основном к хлоркальциевому типу с общей минерализацией до 10 г/дм³, плотностью до 1,005 г/см³, рН 4,1–5,9, при этом ВГФ в среднем по скважинам составляет до 15 см³/м³. В скважинах с присутствием подшоленной воды в составе пластовой смеси более 50 % добываемая газожидкостная смесь может содержать до 250 см³/м³ смешанной воды, с минерализацией до 100 г/дм³, плотностью до 1,059 г/см³, рН 6,9.

Кроме того, в пластовой смеси могут содержаться:

- механические примеси;
- глинистый раствор;
- соляная кислота;
- метанол;
- ингибитор коррозии в конденсате;

Пластовая смесь АГКМ является крайне агрессивной и предъявляет особые требования к оборудованию и трубопроводам технологической обвязки.

Состав пластового газа приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав пластового газа АГКМ

Компоненты	Скважина № 8	Скважина № 72	Скважина № 84	Скважина № 97
1	2	3	4	5
Сероводород	26,21	25,04	30,02	25,74
Углекислый газ	13,10	12,22	16,25	13,40
Азот	0,41	0,18	0,51	0,42
Водород	0,01	0	0	0

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Гелий	0,02	0,01	0,02	0,01
Аргон	–	–	–	–
Метан	50,58	53,79	48,07	51,89
Этан	3,32	3,47	0,78	2,88
Пропан	1,22	1,2	0,37	1,20
Изобутан	0,27	0,24	0,08	0,20
н-Бутан	0,51	0,44	0,25	0,47
Изопентан	0,28	0,21	0,15	0,23
н-Пентан	0,31	0,22	0,17	0,29
Гексаны	0,50	0,34	0,41	0,49
Гептан + высшие	3,26	2,67	2,92	2,78
Меркаптаны	–	–	–	–
Потенциал C ₅₊ на 1 м ³ газа сепарации	373,3	232,7	228,6	219,4

Пластовый газ характеризуется высокой температурой образования гидратов. Условия образования гидратов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Условия образования гидратов метана на АГКМ

Давление, МПа	30,0	20,0	15,0	10,0	9,0	8,0	7,0	6,0
Температура гидратообразования, °С	31,0	30,0	29,0	28,0	27,8	27,4	27,0	26,5

Технологическая схема промысла включает в себя: эксплуатационные скважины, две установки предварительной подготовки газа (УППГ) 1-й очереди (№№ 1 и 2), четыре УППГ 2-й очереди (№№ 3А, 4, 6 и 9), промысловые технологические трубопроводы и коммуникации, систему ТМ/ТУ, систему продувки скважин (в подземные ёмкости или на амбар), систему обнаружения H₂S на месторождении.

Характеристика осуществляемой системы разработки

Объёмы добычи газа целиком определяются возможностями его переработки на ГПЗ, проектная мощность которого по газу сепарации составляет 12 млрд. м³/год.

Анализ изменения пластового давления месторождения по площади и по годам свидетельствует о том, что дренированием охвачена вся разбуренная зона, а расположение добывающих скважин в центральной части залежи после 20 лет эксплуатации не привело к образованию застойных зон на её краевых участках, что позволяет рассматривать залежь как единую газодинамическую систему.

АГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в декабре 1986 года при начальном пластовом давлении 61,2 МПа и температуре 108–110 °С. В разработку вовлечена наиболее продуктивная центральная зона месторождения.

В 2007 году темп отбора пластового газа от утверждённых запасов категории В + С₁ составил 0,52 %, от дренируемых – 1,14 %. К началу 2014 года накопленный отбор пластовой смеси по месторождению составил 9,96 % от утверждённых запасов и 21,72 % от дренируемых.

Газоконденсатная система АГКМ при давлении 61,2 МПа и температуре 110 °С находится в парообразном состоянии, а переход в двухфазное (газожидкостное) состояние начинается при снижении давления до 38–42 МПа. На рисунке 3 представлена карта изобар АГКМ на начало 2013 года.

Результаты газоконденсатных исследований свидетельствует о стабилизации работы скважин и залежи в целом при давлении выше давления начала конденсации.

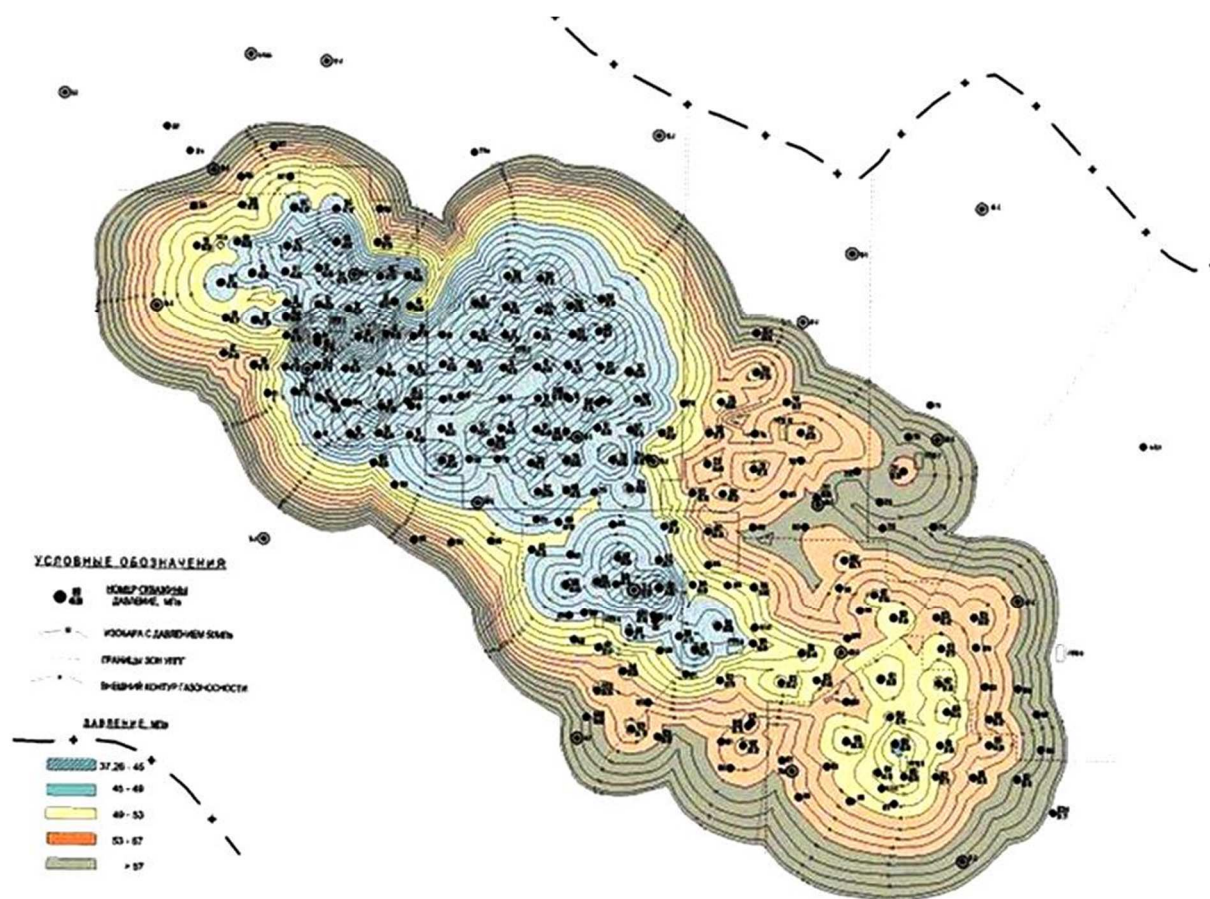


Рисунок 3 – Карта изобар Астраханского газоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2013 г.

Одной из проблем, осложняющих процесс разработки АГКМ, является обводнение скважин. На данном этапе разработки установлено, что основные пути движения подошвенных вод в скважины следующие:

- в скважинах, вскрывших ГВК – подъём подошвенных вод по проницаемым породам призабойной зоны скважины, а также по цементному камню за колонной;
- в скважинах, не вскрывших ГВК – по трещиноватым проницаемым породам между ГВК и забоями скважин, а также по искусственным трещинам, созданным в процессе работ по интенсификации притока газа.

На рисунке 4 представлен фактический материал по текущему техническому состоянию скважин.

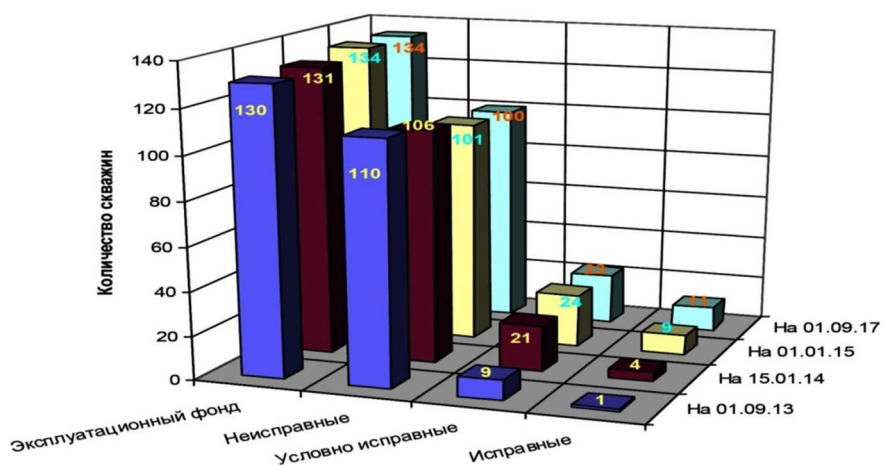


Рисунок 4 – Техническое состояние эксплуатационного фонда скважин Астраханского газоконденсатного месторождения

Контроль за обводнением скважин на АГКМ включает:

- наблюдения за изменением положения ГВК и отработкой продуктивной толщи по программам ГИС-контроля в наблюдательных и эксплуатационных скважинах;
- контроль обводнения при исследовании скважин на контрольном сепараторе (КС) с отбором проб воды на определение химического состава поступающей воды для определения их типа; зависимость определяемых параметров (рН среды, плотность, щелочность, хлорид-ион, сульфат-ион и катионы магния, кальция, натрия, калия, железа) от режимов работы;
- контроль изменения состава попутных вод в процессе разработки;
- контроль режима работы залежи.

Обводнённость продукции скважин АГКМ является одним из показателей разработки и используется в совокупности с другими критериями для обоснования режима работы залежи. Основной контроль за обводнением скважин осуществляется путём использования результатов газогидродинамических исследований (ГДИ) скважин и геохимических анализов проб попутной воды в продукции скважин, отобранных на контрольном сепараторе.

Воды, выносимые из скважин, представляют собой сложную смесь, в состав которой входят:

- собственно конденсационная вода, находящаяся в пластовых условиях в паровом состоянии;
- остаточная (порово-капиллярная) вода, присутствующая в порах газового коллектора;
- фильтрат бурового раствора;
- продукты реакции соляной кислоты с карбонатными породами при проведении кислотной обработки.

По результатам ГИС-контроля за весь период эксплуатации месторождения ГВК находится в первоначальном положении.

Значения коэффициента начальной обводнённости продукции скважин находятся в пределах 0,8–1,2 %, однако по мере разработки месторождения, увеличивается влагонасыщенность пластовой смеси, и, следовательно, обводнённость продукции.

Таким образом, неизменное первоначальное положение ГВК, низкое значение обводнённости добываемой смеси, темп падения пластового давления, низкая удельная добыча газа сепарации подтверждают существование в залежи первоначального газового режима.

Характерные особенности проводки ранее пробуренных на данном участке скважин

При проводке скважин в отложениях неогена, палеогена, мела, залегающих в широком диапазоне и имеющих в своем составе проницаемые пески, песчаники и известняки, наблюдались поглощения и увеличения удельного веса свыше 1,34 г/см³. В отложениях, отложенных в основном неустойчивыми аргиллитоподобными глинами, происходят осложнения ствола, связанные с осыпями и обвалами, усиленные кавернообразованием, сужения ствола скважины выпучивания пород и последующие обвалы их. В связи с этим отмечены недопуски технических колонн до проектной глубины.

Особую сложность в бурении представляет солевая толща, которая снабжена галитом с включениями пропластков бишофита, карналлита и сильвинита и чередованием пропластков слабосцементированных песчаников, алевролитов, склонных к интенсивному вспучиванию и обвалам, перемятых ангидритов с включением крупнокристаллических солей, алевролитов, быстро разрушавшихся в технической минерализованной воде и фильтрате бурового раствора, превращаясь в илистую массу.

Коагуляция бурового раствора при вскрытии линзообразных залежей пластовых вод (рапы) с АВПД проходит с падением удельного веса» вязкости и повышения водоотдачи. Происходит расслоение глинистого раствора с выделением свободной воды и выпадением твёрдой фазы в осадок.

Из-за пересыщения пластовой воды (рапы) солями при водопроявлениях выносятся мелкие кристаллики соли, образуя в стволе скважины соляные пробки.

Локальный характер водопроявлений (рапопроявлений) и результаты химического анализа пластовых вод говорят о линзообразном распространении их залежей в межсолевых отложениях.

Данные по рапопроявлениям с АВПД говорят о том, что привязать залежи рапы к каким-либо определённым глубинам и отложениям кунгурского яруса не представляется возможным, что, по-видимому, связано с различным проявлением соляного тектогенеза.

Обращает на себя внимание ограниченный дебит пластовой воды (4–6 м³/сут.) и сравнительно быстрое падение дебита при «разрядке» скважин, работающих с большими дебитами.

Аномальность пластовых давлений линзообразных залежей рапы различна и составляет от 0,145 до 0,233 кгс/см² на 1 м.

Большие трудности встречаются при проводке скважин, когда они попадают в линзообразную залежь с АВПД, близким к горному, с дебитом, превышающим 12–15 м³/сут.

Проводка скважин в отложениях карбона (башкирский ярус) осложняется газопроявлениями с АВПД и повышенным содержанием сероводорода в газах, пластовой воде и породах. Отмечены прихваты бурильного инструмента за счёт давлений в системе «пласт – скважина» и коагуляционного воздействия сероводорода на глинистый раствор.

Температурная характеристика разреза

Геотермическая характеристика Астраханского месторождения получена в результате изучения геотермального градиента по скважине № 1 Пионерской, где он равен 500–1000 м – 3,34 °С, 1000–1500 м – 2,5 °С, 3000–3500 м – 2,04 °С. Среднее его значение равно 2,9 °С/100 м. В подсолевых отложениях градиент равен 0,75 °С/100 м.

Это подтверждает замеры температур. Пластовые температуры по стратиграфическим комплексам будут равны:

- неогеновые + четвертичные отложение – до 23,3 °С;
- палеогеновые – от 23,3 °С до 33,2 °С;
- меловые – от 33,2 °С до 49,8 °С;
- юрские – от 49,8 °С до 58,5 °С;
- триасовые – от 58,5 °С до 68,1 °С;
- верхнепермские – от 68,1 °С до 70,3 °С;
- кунгурские – от 70,3 °С до 107,3 °С;
- сакмаро-артинские – от 107,3 °С до 107,8 °С;
- каменноугольные (продуктивные) – от 107,8 °С до 110 °С.

Пластовые и устьевые давления

Пластовые и устьевые давления, которые ожидаются при бурении скважины, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Пластовые и устьевые давления при бурении скважины

Интервал	Пластовые давления кгс/см ²		Коэффициент аномальности
	в кровле интервала	в подошве интервала	
0–400	0	44	1,1
400–800	44	80	1
800–2000	80	240	1,2
2000–3850	240	639,1	1,66
3850–4100	639,1	643,7	1,57

Возможные осложнения

Исходя их опыта проводки скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении и в своде в целом, возможны осложнения следующего характера:

0–1100 – при увеличении плотности промывочной жидкости более 1,34 г/см³ могут наблюдаться поглощения в интервале 260–560 м. Возможности газопроявления в интервале 140–350 м Рпл (1,1–1,2) Ргд.

1100–2000 м – возможны обвалы стенок скважины, кавернообразования, сужение стенок скважины при несоблюдении параметров бурового раствора и рецептуры обработки. Возможны нефтегазоводопроявления в меловых и юрских отложениях с $P_{пл} = 1,2 \cdot P_{гд}$.

2000–3810 м – возможны сужения ствола скважины в интервале залежей солей и рапопроявления с АВПД и текучесть солей в интервале 2800–3800 м.

3810–4100 м – возможны газопроявления с наличием H_2S , а также прихваты бурильного инструмента.

Обоснование интервалов отбора керна

Продуктивные карбонатные отложения Астраханского газоконденсатного месторождения по площади и разрезу характеризуются неодинаковыми физическими, емкостными и литологическими свойствами. В проектируемых скважинах эти горизонты предусматривается вскрыть в интервалах 3905–3925 м, 4025–4035 м и 4095–4100. По этим интервалам и начинается отбор керна.

Суммарная проходка с отбором керна составляет 35 м. Вынос керна должен составлять не менее 60 %. В процессе работ по мере корректировки разреза интервала отбора керна и его количество будут уточняться.

Обоснование конструкции скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении

Конструкция скважины выбрана на основании анализа опыта проводки скважины на Ширяевской, Аксарайской, Светлошаринской и ряде других площадей Нижне-Волжского ТГУ объединения «Нижневожскнефть», ПО «Астрахантьгазпром», а также с учётом опыта крепления скважин в объединениях «Ставропольгазпром», «Кубаньгазпром» и зарубежного опыта крепления скважин в условиях высокой сероводородной и углекислотной агрессии, а также протокола технического совещания по рассмотрению конструкции скважин на Астраханском ГКМ от 8 июля 1982 года, утверждённого 13 июля 1982 года заместителем министра газовой промышленности И. Агапчевым.

Шахтовое направление 720 мм спускается на глубину 5 м с целью перекрытия неустойчивых песчаных насосов и предупреждения размыва устья в начале бурения. Шахтовое направление бетонируется в шахте, имеющей размеры 2,8×3,0×1,8 м.

Направление 630 мм спускается на сварке на глубину 50 м с целью крепления неустойчивых четвертичных отложений, предупреждения проседания фундаментов буровой установки и недопущения грифонообразования в процессе бурения под кондуктор. Направление цементируется до устья.

Кондуктор 426 мм спускается на глубину с целью перекрытия верхней неустойчивой части разреза, изоляции и предупреждения загрязнения эксплуатируемые водных горизонтов, а также водоносных пластов, имеющих выход на поверхность, в бассейн реки Волги, для перекрытия склонных к поглощениям неогеновых отложений и для установки противовыбросового оборудования при бурении под первую промежуточную колонну. Кондуктор цементируется до устья.

Первая промежуточная колонна 324 мм спускается на глубину 2000 м, глубина спуска колоны должна обеспечивать перекрытие и изоляцию надсолевых отложений, характеризующихся поглощениями бурового раствора в отложениях верхнего мела и байосских песчаниках юры, а также перекрытие и изоляцию склонных к обвалам отложений мела, юры, триаса. После спуска колонны устье оборудуется противовыбросовым оборудованием для обеспечения безопасного прохождения зон АВПД при бурении под вторую промежуточную колонну. Колонна спускается двумя секциями: 2000–1100 м, 1100–0 и цементируется на всю длину до устья.

Вторая промежуточная колонна 244,5 мм спускается на глубину 3850 м. Башмак колонны должен быть установлен в подошве сакмаро-артинского яруса по данным промежуточного каротажа. Глубина спуска колоны должна обеспечивать перекрытие второй совместимой по условиям бурения зоны, включающей в себя сакмаро-артинские отложения и хемогенных породы, кунгурского яруса.

Необходимость спуска второй промежуточной колонны до кровли башкирского яруса карбона обусловлена следующим:

- созданием благоприятных условий вскрытия продуктивных горизонтов с минимальными нарушениями естественной проницаемости пород;

- перекрытием интервалов гомогенных «текучих» пород и зон возможных рапопроявлений;
- исключением возможности возникновения аварийных ситуаций в стволе скважины при разбуривании продуктивных отложений с аномально высокими пластовыми давлениями осложнений в высокоагрессивной газожидкостной среде;
- увеличения сопротивления смятию эксплуатационной колонны в зоне рапопроявлений и залеганий пластичных пород в результате создания составной крепи.

Колонна спускается одной секцией и цементируется на всю длину до устья.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 4100 м с целью перекрытия сакмаро-артинских и каменноугольных отложений для опробования объектов продуктивной части разреза, определения оптимальных параметров работы скважины и в дальнейшем – для эксплуатации газоконденсатной залежи башкирского яруса. В соответствии с проектом опытно-промышленной эксплуатации месторождения оптимальный диаметр эксплуатационной колонны является диаметр обсадных труб 177,8 мм.

Спуск колонны проектируется одной секцией с подъемом цемента до устья. Цементирование колонны осуществить в две стадии с установкой двухступенчатой муфты на глубине 3750 м.

Примечание: Глубины спуска промежуточных и эксплуатационных колонн уточняются после проведения геофизических исследований.

Конструкции скважин

Отличительными особенностями АГКМ являются: наличие мощной толщи солей и пачек пород, требующих различные технологические условия их проходки, содержание в пластовой смеси агрессивных кислых компонентов – сероводорода и углекислого газа, высокие начальное пластовое давление и температура на глубине 4000 м. Специфические горно-геологические условия определили необходимость применения сложной конструкции скважины, перекрывающей несовместимые зоны, высокопрочных труб, специальных растворов и технологий, позволяющих преодолевать возникающие осложнения, которые просматриваются по всему разрезу. Список осложнений на АГКМ представлен в таблице 4. Кроме того, продуктивный интервал на 80–90 % перекрыт неперфорированным хвостовиком НКТ, что ограничивает доступ к верхней и средней части интервала, что, например, вынуждает проводить обработку ПЗП через нижнюю часть интервала с подъемом жидкости обработки по затрубному пространству вдоль всего пласта.

Таблица 4 – Осложнения при проводке скважин на АГКМ

Виды осложнений	Отложения
Поглощения раствора	четвертичные, неоген
	юра, триас, пермь
	филипповские
	продуктивные
Сужение ствола, рапопроявления	кунгурские
	соль
Нефтегазопроявления	четвертичные и неоген
	пермо-триасовые
	филипповские

За время освоения АГКМ апробированы многочисленные буровые растворы и технологии для преодоления осложнений и определены оптимальные. В качестве промывочной жидкости широкое распространение получили минерализованные сероводородостойкие растворы для вскрытия хомогенных отложений, глинистый – для бурения терригенных отложений и раствор на кислоторастворимой твёрдой фазе для вскрытия продуктивных отложений. Предупреждение течения солей осуществлялось выбором необходимой плотности раствора с учётом пластических характеристик кунгурских отложений.

На Астраханском своде выделяются 3 типа разрезов по глубине погружения и мощности соленосных толщ, по градиентам пластового давления:

- первый тип разреза соответствует сводам соляных куполов при мощности галогенных отложений более 1200 м;
- второй – характерен для склонов куполов при мощности соленосных пород 700–1000 м;
- третий – в межкупольных мульдах.

Для первых двух типов разрезов предусматривается отдельное перекрытие терригенной части с установкой башмака промежуточной колонны диаметром 324 мм в кровле солей. С целью обеспечения надёжности устья и управления рапопроявлением колонна собирается из высокопрочных обсадных труб. В третьем типе разреза спуск колонны диаметром 324 мм обусловлен необходимостью перекрытия неустойчивых пород, флюидопроявляющих пластов и обеспечения надежного устья.

Вторая промежуточная колонна во всех случаях спускается в кровлю сакмаро-артинских отложений. Эксплуатационная колонна из высокопрочных труб перекрывает сакмаро-артинские отложения. При проявлениях филипповского горизонта эксплуатационная колонна перекрывает его. Ствол скважины оставляют не перекрытым до кровли пород-коллекторов десятой пачки. Материальное исполнение эксплуатационных колонн предусматривается с учётом коррозионного воздействия агрессивных компонентов пластовой смеси.

На рисунке 5 приведена схема конструкции новых скважин Астраханского газоконденсатного месторождения с открытым стволом в интервале башкирского яруса.

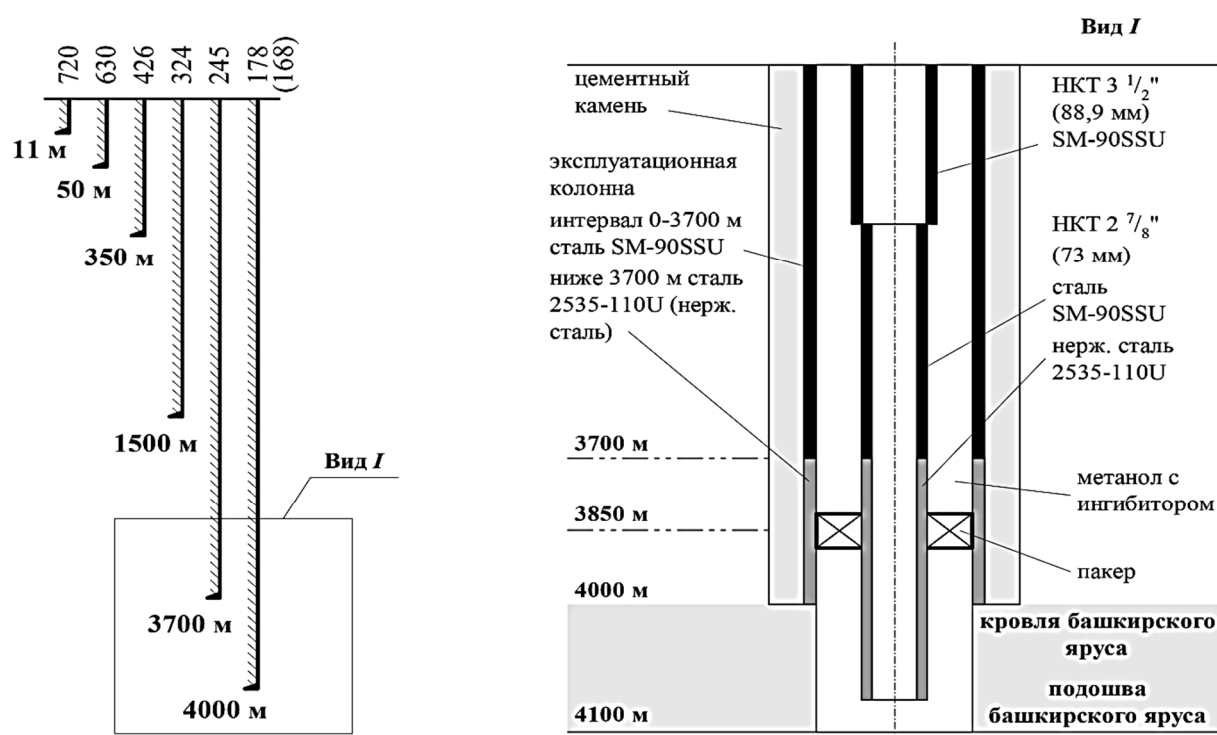


Рисунок 5 – Схема конструкции новых скважин Астраханского газоконденсатного месторождения с открытым стволом в интервале башкирского яруса

Для повышения качества цементирования рекомендуется применять следующие мероприятия и материалы:

1. Технологические:
 - двухступенчатое прямое цементирование с использованием муфт ступенчатого цементирования;
 - расширители из-под первой промежуточной колонны (324 мм) с целью увеличения кольцевого зазора между 244,5 мм колонной и стенкой скважины до 40–45 мм.
2. Тампонажные материалы с дифференцированными сроками загустевания и схватывания:

- пластифицированные тампонажные системы с малыми усадочными деформациями на основе портландцемента класса «Г» по АНИ и ГОСТ 1581-96, включающие применение тампонажных смесей высокой сероводородстойкости в сочетании с кремнийорганикой и фосфоновыми комплексонами, позволяющих снизить водоцементный фактор на 16–34 % без ухудшения реологических свойств раствора;
- расширяющиеся тампонажные композиции на основе шлаков и высококальциевых зол, превосходящие по прочностным показателям (особенно по прочности сцепления с колонной) стандартные цементы для интервала 4100–3000 м;
- цементно-солевые смеси на основе портландцемента класса «Г» по АНИ и ГОСТ 1581-96, затворённые на солёном растворе (рассоле) для интервала солевых отложений.

Наряду с вышеизложенным включаются мероприятия по повышению качества крепления, предусмотренные «Регламентом на крепление скважин на АГКМ».

В обвязке устья скважины используется Y-образная фонтанная арматура, рассчитанная на давление 70,0 МПа, у которой центральная и боковые задвижки – пневмоприводные и связаны с автоматикой безопасности. Для глушения скважины предусмотрена задавочная линия, которая оборудована обратными клапанами и вынесенным за пределы площадки скважины фланцем для подсоединения задавочного агрегата.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) оснащается подземным оборудованием (ПО), которое включает в себя: пакер, циркуляционный клапан (ЦК) на части скважин, оправка ингибиторного клапана (ИК), компенсатор-удлинитель (на части скважин), гидравлический или механический клапан-отсекатель.

Пакер устанавливается выше интервала перфорации эксплуатационной колонны и служит для разобщения затрубного пространства и продуктивного пласта с целью защиты эксплуатационной колонны от воздействия агрессивной пластовой смеси.

Затрубное пространство заполняется раствором ингибитора коррозии, который через ИК впрыскивается в трубное пространство.

Освоение скважин

Освоение скважин производится в соответствии с установленными регламентами и методикой.

На НКТ устанавливается пакер, глубина и место в каждом конкретном случае регламентируются индивидуальным планом по освоению скважины с учётом его установки на 30–40 м выше интервала обработки.

После спуска НКТ проводят операции по комплексной обработке пласта соляной кислотой и последующей очисткой продуктов реакции промывкой метанолом, водой с добавлением сульфанола. Методы испытания скважин представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Методы испытания скважин на АГКМ

Интервал испытания, м		Вызов притока		ГДИ	
от (верх)	до (низ)	метод	депрессия на пласт, МПа	тип флюида	количество режимов исследований
3850	4020	смена бурового раствора на воду, обработанную 5 %-ным раствором сульфанола	до 15	газ, газоконденсат	2
		смена воды на раствор ингибитора коррозии в дизельном топливе (РИК-5)			
		СКО с использованием ГНКТ с последующей отработкой до чистого газа			

Выводы

АГКМ является сложным для освоения месторождением углеводородов. Трещиноватый карбонатный пласт-коллектор состоит из 96–98 % кальцита и 1–4 % доломита. Аномально высокое пластовое давление (до 61,2 МПа) и высокая пластовая

температура (110–116 °С) осложняют разработку месторождения. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора можно оценить как крайне низкие: пористость составляет 6,7–12,4 %, проницаемость – 0,2–8,5 мД. Специфические горно-геологические условия (продуктивная толщина до 200 м, глубина залегания кровли продуктивных отложений 4100 м), а также высокое содержание кислых компонентов в составе пластового газа (содержание H₂S и CO₂ до 32 % и 21 % соответственно) определили необходимость применения сложной конструкции скважины.

Таким образом, основные характеристики месторождения подтверждают необходимость проведения мероприятий по увеличению газоотдачи пласта.

Литература

1. Стандарт предприятия ООО «Газпром добыча Астрахань» : СТП 05780913.16.2-2006 «Интенсификация притока газа. Организация работ».
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – М. : Недра, 1989. – 333 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
15. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края / Сборник тезисов 68-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва). Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
16. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования / Сборник научных трудов I Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть». Секция «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
18. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.

19. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
20. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В. Особенности борьбы с гидратами природных газов при разработке месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения) / Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2016. – Ч. 2. – С. 29–44.
22. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
23. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья / XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
24. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
25. Еламская К.С. Оценка системы и технологии разработки Астраханского газоконденсатного месторождения // Успехи современной науки и образования. – 2016. – Т. 3. – № 7. – С. 123–127.
26. Ещенко Ю.Г. Организация геологоразведочных работ по освоению Астраханского газоконденсатного месторождения / Сборник статей Всероссийской научной конференции с международным участием «Российская нефть: история и современность» (27 ноября 2015 года, г. Сургут). – Сургут : Издательство ООО «Курганский Дом печати», 2016. – С. 170–180.
27. Жирнов Р.А., Дербенев В.А., Люгай А.Д. Перспективы обратной закачки в пласт кислых газов для повышения эффективности разработки месторождений (на примере Астраханского ГКМ) // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 1 (81). – С. 32–39.
28. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
29. Сокерина Н.В., Зыкин Н.Н., Шанина С.Н. Условия образования вмещающих пород и жильных образований продуктивных отложений Астраханского газоконденсатного месторождения // Доклады Академии наук. – 2019. – Т. 484. – № 1. – С. 83–86.
30. Сухин А.А., Шиян С.И. Анализ методов борьбы с гидратами на Астраханском газоконденсатном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 383–392.
31. Халед Г.Э., Алмамедов Я.Л., Серебрякова В.И. Геоэкологическое и геохимическое распределение газа и конденсата на Астраханском месторождении // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 1 (48). – С. 077–085.
32. Шляхтин М.П., Шаймаков А.Б., Быстрова И.В. Результаты освоения верхнефранкостурнейского нефтегазового комплекса Астраханского газоконденсатного месторождения / Материалы XI Всероссийской научно-практической конференции «Географические науки и образование» (23 марта 2018 года, г. Астрахань). – Астрахань : ФГБОУ ВПО «Астраханский государственный университет». – 2018. – С. 103–105.

References

1. Standard of Gazprom dobycha Astrakhan : STP 05780913.16.2-2006 «Intensification of gas inflow. Work Organization».
2. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Zakirov S.N. Theory and design of development of gas and gas condensate fields: a training manual on the specialty «Development and operation of oil and gas fields». – M. : Nedra, 1989. – 333 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Lapuk B.B. Theoretical Foundations of Natural Gas Deposits Development. – Moscow-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2002. – 296 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, Exploration, and Exploitation of Oil and Gas Fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a manual. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
15. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of exploitation of gas fields in the Krasnodar region / Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014». (14–16 April 2014, Moscow). Section 2: Development of oil and gas fields. Well drilling. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
16. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., and Savenok O.V. Development of a method for predicting the composition of reservoir rocks in gas fields at the final stage based on the methods of interdisciplinary modeling / Collection of scientific papers of the I All-Russian Molodechno-Scientific Conference of Oil and Gas Industry «Young Oil». Section «Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields» (May 17–19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
17. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the complications at the gas fields exploitation at the final stage and development of the method for prediction of the collector rocks state on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.
18. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies accepted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
19. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishment of conditions of occurrence of factors of pre-beach complications // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
20. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of prediction of the collector rocks state // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Features of hydrate control of natural gases in the development of fields (by the example of the North-Stavropolskoye field) / Collection of articles of the scientific information center «Znaniye» on the materials of the XX International Scientific Conference «Development of Science in the XXI Century» by correspondence. (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific Information Center «Znanie», 2016. – Part 2. – P. 29–44.
22. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiplate field development // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
23. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves / XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: a collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
24. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
25. Elamskaya, K.S. Estimation of system and technology of Astrakhan gas-condensate field development // Uspekhi modern science and education. – 2016. – Vol. 3. – № 7. – P. 123–127.
26. Eschenko Y.G. Organization of geological exploration for the development of the Astrakhan gas condensate field // Collection of articles of the All-Russian scientific conference with international participation «Russian oil: history and modernity» (November 27, 2015, Surgut). – Surgut : Publishing House LLC «Kurgan Press House», 2016. – P. 170–180.
27. Zhirnov R.A., Derbenev V.A., Lyugai A.D. Prospects of back injection into the layer of acidic gases to improve the efficiency of field development (on the example of the Astrakhan gas condensate field) // Science and technology in the gas industry. – 2020. – № 1 (81). – P. 32–39.

28. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental investigations of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Proc. of Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
29. Sokerina N.V., Zykin N.N., Shanina S.N. Conditions for the formation of host rocks and housing formations of productive deposits of the Astrakhan gas condensate field // Reports of the Academy of Sciences. – 2019. – Vol. 484. – № 1. – P. 83–86.
30. Sukhin A.A., Shiyan S.I. Analysis of methods of hydrate control at Astrakhan gas condensate field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 383–392.
31. Khaled G.E., Almamedov Ya.L., Serebryakova V.I. Geoecological and geochemical distribution of gas and condensate at Astrakhanskoye field // Geology, geography and glo-bal'naya energy. – 2013. – № 1 (48). – P. 077–085.
32. Shlyakhtin M.P., Shaymakov A.B., Bystrova I.V. Results of development of the Upper oil and gas complex of the Astrakhan gas condensate field / Proceedings of the XI All-Russian Scientific and Practical Conference «Geographic Sciences and Education» (March 23, 2018, Astrakhan). – Astrakhan : FSBEI HPE «Astrakhan State University». – 2018. – P. 103–105.