

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

об. %	— процент объемный
РОВ	— рассеянное органическое вещество
ПГ	— попутный газ
ШФЛУ	— широкая фракция легких углеводородов
АВПД	— аномально высокое пластовое давление
ρ	— плотность, г/дм ³
Q_{IV}	— четверичный горизонт
hv	— хвалынский горизонт
ррт	— миллионная доля
ВНК	— водонефтяной контакт
% мольн.	— процент мольный
УВГ	— углеводородные газы
% масс.	— процент массовый
C_{5+}	— пентаны и другие высекипящие углеводороды
η	— коэффициент преломления
ВГФ	— водогазовый фактор
КГФ	— конденсатогазовый фактор
ГЖХ	— газожидкостная хроматография
S	— сера
ТУ	— тяжелые углеводороды
АГКМ	— Астраханское газоконденсатное месторождение
НКТ	— насосно-компрессорные трубы
ВУ	— вязкость условная
M	— молекулярная масса
pH	— концентрация ионов водорода (водородный показатель)
Eh	— восстановительный потенциал

ВВЕДЕНИЕ

При разработке, эксплуатации месторождений и добыче нефти и газа промысловые исследования необходимы для оценки запасов природного сырья, определения объемов добычи, состава нефти и газа, масштабов и направления переработки углеводородов.

Первые сведения о наличии горючих газов в России принадлежат Г. Нешелю (1836). Он описал газопроявления в артезианском колодце в районе Астрахани и отметил выделение газа вблизи горы Богдо в окрестностях оз. Баскунчак. Газопроявления у Астрахани привлекали внимание многих исследователей: в 1885 г. их изучал К. М. Бэр, в следующем году — К. К. Корнилов. Строительство Туркестанской железной дороги усилило изучение полезных ископаемых. Уже в 1892 г. появились первые заявки на разведку месторождений нефти в районе Доссор, однако первая нефть здесь была получена в 1911 г. Ранее, в 1906 г., в саратовском Заволжье при бурении скважины на хуторе Мельникова в плиоценовых отложениях был получен газ, использовавшийся до 1909 г. в быту для двигателей мельницы, а позднее — на стекольном заводе, который работал на этом газе 20 лет. После первого мощного фонтана нефти в Доссоре интерес к солеродной Прикаспийской впадине повысился, однако к 1917 г. здесь были разведаны всего два месторождения — Доссор и Северный Макат.

После Второй мировой войны начинается качественно новый этап в изучении солеродных впадин. Непрерывно увеличиваются объемы геолого-разведочных работ, внедряются аэрологические методы исследований, бурится серия опорных скважин, расширяются научные исследования, создаются новые геолого-разведочные предприятия. В Прикаспийском солеродном регионе хотя и были подтверждены высокие перспективы нефтегазоносности впадины, до 1960 г. основные открытия месторождений приходились на Эмбенскую область, вследствие чего у некоторых специалистов сложилось мнение о низких перспективах дальнейших поисков нефти и газа в солеродных впадинах, так как применявшаяся методика геолого-разведочных работ себя не оправдала.

Стратегическая переориентировка поисково-разведочных работ на глубинные палеозойские подсолевые отложения, осуществленная в начале 1960-х гг., перевернула тактику и практику освоения нефтяных и газовых ресурсов солеродных впадин. В Прикаспийской впадине было открыто гигантское Оренбургское газоконденсатное месторождение в подсолевых нижнепермских и каменноугольных отложениях в северо-восточном районе впадины, затем — Караганакское газоконденсатное месторождение, а в 1976 г. — гигантское Астраханское газоконденсатное месторождение в подсолевых каменноугольных отложениях юго-западной части впадины. В дальнейшем были открыты нефтяные Тенгизское и Королевское месторождения-гиганты в каменноугольных отложениях

юго-восточной части впадины. Во всех этих месторождениях, приуроченных к подсолевым карбонатным отложениям, встречены в составе свободных и нефтерастворенных газов повышенные концентрации сероводорода и углекислого газа.

Оренбургское газоконденсатное месторождение — сравнительно неглубоко залегающее (1300–1800 м) с этажом газоносности до 550 м. Характеризуется неоднородным по площади и разрезу составом газа, основным компонентом которого является метан (83 об. %). Содержание сероводорода составляет 1,34–4,5 об. %, азота — 3,2–6,2%, двуокиси углерода — 0,5–1,65%, стабильного конденсата — 64–72 г/м³; имеются сероорганические соединения. Пластовое давление составляет 20,4 МПа, пластовая температура аномально низкая — 32°C. К основной газоконденсатной залежи приурочены небольшие по мощности нефтяные оторочки.

Карачаганакское месторождение выделяется большой глубиной залегания (3700–5200 м), 1,5-километровым этажом и сравнительно небольшой площадью газоносности, высоким содержанием конденсата (300–400 г/м³ и выше), наличием парафинов (до 2 об. %). Содержание метана в исследованных интервалах примерно 80 об. %, сероводорода — 3,7 об. %, меркаптанов — до 0,2%. Состав пластового газа отличается также высоким содержанием этана и одновременно пропан-бутановой фракции (более 5 об. %). Пластовое давление — 53–59 МПа, пластовая температура аномально низкая — 72–76°C.

Астраханское месторождение отличается высоким содержанием кислых газов (более 40%), низким содержанием метана (менее 50%), высоким содержанием конденсата (порядка 400 г/м³), аномально высоким пластовым давлением (свыше 60 МПа), коллекторами с резко ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (средняя проницаемость на уровне 1·10⁻¹³ м²). Глубина залегания залежи — 4 км, этаж газоносности — 220 м, пластовая температура — 109°C.

Появление уникальных по объему запасов и сложных по строению объектов в пределах солеродных впадин требует для их освоения решения крупномасштабных научных и производственных проблем и приводит к качественно новому этапу в развитии газовой и нефтяной промышленности.

Характеристика месторождений показывает, что каждое из них имеет свои особенности, требующие учета при проектировании, разработке и эксплуатации. Однако эти месторождения носят и существенно сходные признаки: большой этаж газоносности, карбонатные коллекторы пермско-карбонового возраста, наличие сероводорода и двуокиси углерода, конденсата, жесткую связь динамики добычи газа с работой нефтегазохимического комплекса.

При освоении таких месторождений, являющихся долговременно-сырьевой базой добывающих комплексов, на первый план выдвигается проблема комплексного и максимального использования всех компонентов, находящихся в пластовом флюиде. Темпы разработки таких месторождений и их конечная компонентоотдача определяются мощностями нефтегазохимических комплексов и возможностями потребителей.

Опыт, накопленный при эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений-гигантов, должен быть использован для обоснования основных принципов подхода к освоению глубинных недр Прикаспийской впадины. Прикас-

пийская впадина является одной из крупнейших тектонических депрессий мира, в пределах которой мощность осадочного чехла достигает 20 тыс. м. Вследствие этого Прикаспийская впадина представляет собой один из крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира. Исследователи считают, что запасы газа здесь составляют сотни и тысячи триллионов кубометров. Эти прогнозы касаются лишь глубин, доступных для современных технических средств (до 5000 м). Если учесть всю многокилометровую осадочную толщу впадины, то этот регион можно считать величайшим полюсом накопления нефти и газа, что подкрепляется последними открытиями гигантских месторождений нефти, газа и конденсата. Это подтверждается при сравнении геологического строения Прикаспия с его аналогом — соляно-купольной областью Галф Кост (Примексиканская впадина), в пределах которой сосредоточено 4600 млрд м³, или 66,5%, запасов газа США и ежегодно добывается более 230 млрд м³ газа и более 70 млн т нефти. Если учесть открытые месторождения-гиганты в Прикаспийской впадине с пластовым давлением 600–800 атм, развитыми и в Примексиканской впадине, а также то, что Прикаспийская впадина по своим размерам во много раз превосходит крупнейший нефтегазоносный район США Галф Кост, то прогнозы ресурсов нефти и газа в Прикаспии достоверны. Открытия последних лет заставляют считать Прикаспий первоочередным объектом поисковых и разведочных работ на суше. Учитывая, что южные части впадины заняты акваторией Каспийского моря, где уже открыты месторождения нефти, перспективы Прикаспийского региона становятся еще более радужными. При сопоставлении перспектив нефтегазоносности Примексиканской и Прикаспийской впадин отмечается сходство их тектонического строения:

1) обе они являются составными частями двух крупнейших в мире седиментационных бассейнов и представляют собой обширные краевые (эзогональные) депрессии Северо-Американской и Русской докембрийских платформ, испытывающих интенсивное погружение в течение весьма длительного времени;

2) в обеих впадинах выделяются крупные погребенные сводовые поднятия и прогибы;

3) структуру надсолевого комплекса обеих осложняют многочисленные соляные куполы, число которых в Примексиканской впадине достигает 400, в Прикаспийской впадине — 1000. Из них в Галф Косте только 280 соляных структур нефтегазоносны, в Североморской впадине (Германия) из 200 соляных структур нефтеносны 30.

Природные особенности месторождений-гигантов в солеродных впадинах, их индивидуальности в геологическом строении, добыче и разработке, а также переработке сырья сложного состава, большие запасы и этажи продуктивности, наличие опасных для окружающей среды и для технологии сероводорода и углекислого газа, наличие высококачественного конденсата или высокая газонасыщенность пластовых нефтей предопределяют синергетическую взаимосвязь добычи сырья с работой нефтегазохимических и перерабатывающих комплексов, мощность которых контролирует объемы добычи нефти, газа и конденсата. Без систематизации и детального изучения этих месторождений-гигантов невозможно достаточно точно прогнозировать основные закономерности разработки скоплений нефти и газа.

1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ РАЗВЕДКЕ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ГЛАВА

Литолого-стратиграфические и седиментационно-тектонические исследования геологического строения регионов и месторождений нефти и газа являются составной частью поисков и разведки новых территорий, а также разработки продуктивных залежей и добычи нефти и газа. Литолого-стратиграфические характеристики горных пород лежат в основе оценки перспектив нефтегазоносности и емкостных свойств вмещающих пород и их продуктивных параметров, а также обоснования объемов добычи и прогноза фазового состояния углеводородов для обоснования направления их переработки. Ниже приводится необходимый объем геологических материалов, получаемых при промысловых исследованиях.

1.1. СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Геолого-геофизические и геохимические исследования нефтегазоносных бассейнов подтверждают, что закономерности формирования и размещения в них нефтяных и газовых месторождений в значительной степени обусловливаются структурно-тектоническими и литолого-фациальными условиями геологических разрезов этих бассейнов. Поэтому для воссоздания условий формирования месторождений нефти и газа целесообразно обосновывать синергетическую модель осадочно-тектонического строения Прикаспийской впадины.

В геологическом строении Прикаспийской впадины принимают участие региональные и генетически самостоятельные по строению и палеоисторическому развитию литолого-тектонические этажи: кристаллический фундамент, подсолевой карбонатно-терригенный этаж, соленосный сульфатно-галогенный, надсолевой преимущественно терригенный и покровный терригенный плащеобразный чехол.

Палеогеологические и геодинамические условия формирования Прикаспийского осадочного бассейна определяют масштабы его нефтегазоносности и объем накопления пород — генераторов нефти и газа, а также условия сохранности УВ. Прикаспийская впадина как осадочный бассейн обладает уникальными возможностями нефтегазоносности.

Прикаспийская впадина формировалась в юго-восточной краевой наиболее мобильной части Европейской платформы, рассеченной рифтовыми зонами на ряд крупных блоков.

Накануне акчагыльского века произошло погружение под уровень моря значительной территории впадины, простирающейся к северу от современного Каспийского моря. Более определенно о характере границ молодых опусканий показывал П. А. Православлев в 1930 г., рассматривая ее как обширный грабен, ограниченный на западе Ергенями и правым берегом Волги, на севере — Обшим сыртом и на востоке — Приуральским плато (предгорья Южного Урала). Грабен, в свою очередь, разбит разломами и сбросами, которые формируют возвышенности в виде островных выходов палеозойских и мезозойских пород на дневную поверхность (Богдо, Баскунчак, Эльтюб, Индер, Чапчачи, Бисчох и др.).

Особенности геологического развития Прикаспийского бассейна оказали большое влияние на условия генерации, миграции и аккумуляции УВ в его пределах, для которых, несомненно, особо благоприятным был миогеосинклинально-перикратонный этап развития, когда и краевая часть платформы, и обрамляющие ее с востока и юга миогеосинклинали принадлежали единому крупнейшему ареалу прогибания земной коры. В это время огромные массы пород, обогащенных ОВ, прошли в миогеосинклиналях главную зону нефтегазообразования. На пути мигрировавших УВ из Уральской и Донбасско-Промысловской миогеосинклиналей в сторону платформы находились структурные ловушки в виде Калмыцкого, Астраханского, Гурьевского, Жаркамысского, Темирского и других сводов. Выявленные в настоящее время залежи в привершинных частях этих сводов под первой сверху региональной кунгурско-артинской покрышкой заполнены углеводородами более поздней генерации. Однако под более низкими покрышками залежи в отложениях нижнего карбона и верхнего девона могли сформироваться и на ранних этапах миграции УВ не только за счет прилегающих районов Прикаспийской впадины, но и за счет миогеосинклиналей.

Сравнительная характеристика месторождений Прикаспийской впадины с обширными зонами развития в их геологических разрезах терригенных и карбонатных толщ свидетельствует о преобладании объемов карбонатных пород, имеющих лучшие емкостные и фильтрационные свойства, как по количественным параметрам, так и по степени выдержанности их по площади. Занимая значительную часть геологического разреза Прикаспийской впадины, карбонатные палеозойские комплексы сконцентрировали в себе промышленные запасы нефти, газа и конденсата, значительно превышающие выявленные запасы в терригенном надсолевом этаже. Месторождения, приуроченные к терригенным комплексам, характеризуются изменчивостью продуктивности по площади, а также невысокими значениями промысловых параметров.

Отличительной особенностью нефтегазоносности Прикаспийской впадины является то, что во всех известных НГБ земного шара крупнейшие скопления УВ распределены в подавляющем большинстве на глубине 1–3 км, в то время как в Прикаспийской впадине они были открыты в подсолевых отложениях палеозоя на глубине более 3 км. Сравнение данных по степени изученности

глубины более 5 км в бассейнах древних платформ показывает, что наименее изученной в этом плане остается Прикаспийская впадина (табл. 1.1). В ее бортах зонах приходится 0,2 скважины на 1 км², в то время как наиболее изученными в этом плане на сегодня остаются Пермский и западный внутренний НГБ Северо-Американской платформы (40–65 скв/км²), где на глубине 6 км залежи нефти обычно отсутствуют. Прикаспийская впадина относится к сложно построенным объектам прогноза.

В Астраханской и Южно-Эмбенской нефтегазоносных областях большинство месторождений нефти и газа приурочено к надсолевому комплексу пород (триас, юра, мел). В подсолевых отложениях открыты единичные месторождения в пределах Оренбургского, Приморского и Астраханского сводов. Однако запасы УВ только двух из них — Тенгизского (нефть) и Астраханского (газоконденсат) — кратно превосходят суммарные запасы всех остальных месторождений региона. С открытием в 1976–1979 гг. указанных уникальных месторождений подсолевые отложения на долгие годы стали главным направлением ГРР в этом регионе. Последнее крупное открытие (2000) на этом направлении — месторождение Кашаган в Каспийском море в пределах Приморского свода, которое, по предварительным оценкам, не уступает по запасам месторождению Тенгиз.

В составе Астраханской нефтегазоносной области на нефть продуктивны байоссовые отложения (Бешкульское и Верблюжье месторождения) и нижнетриасовые (индские) отложения (Юртовское месторождение), на газоконденсат — подсолевые башкирские отложения (Астраханское, Еленовское месторождения).

Таблица 1.1

Изученность глубин более 5 км нефтегазоносных бассейнов древних платформ

Нефтегазоносный бассейн	Площадь перспективных земель, тыс. км ²		Количество скважин	Изученность бурением, скв/км ²
	общая	в том числе по изогипсе, 5 км		
Восточно-Европейская платформа				
Тимано-Печорский	350	157	42	0,27
Волго-Уральский	775	134	58	0,43
Днепровско-Донецкий	100	34	340	10
Прикаспийский	500	500	87	0,17
Восточно-Сибирская платформа				
Лено-Тунгусский	2620	876	2	0,002
Енисейско-Лаптевский	610	327	2	0,006
Северо-Американская платформа				
Пермский	370	23	1500	65,2
Западный внутренний	734	31	1200	40,3

В пределах северного и северо-восточного обрамления Астраханского свода отмечались нефтегазопроявления при прохождении подсолевых отложений карбона в процессе бурения скважин на площадях Георгиевской, Харабалинской, Еленовской, Табаковской и др. (табл. 1.2).

На Володарском поднятии скважиной глубиной 5974 м вскрыт подсолевой верхнедевонско-каменоугольный разрез, представленный преимущественно карбонатными породами. Верхняя часть разреза (4168–4345 м) сложена известняками башкирского яруса. В интервале 4345–5450 м вскрыты нижнекаменоугольные отложения, представленные главным образом карбонатными породами с прослойями кремнисто-карбонатных. Для известняков характерно наличие пор и мелких каверн выщелачивания, соединенных микротрещинами, а также развитие стилолитовых швов. Толщина нижнекаменоугольных отложений составляет 1115 м. Отложения верхнего девона вскрыты с глубины 5450 м и до забоя скважины. Они представлены доломитизированными известняками. В самой нижней части разреза (последние три метра) отложения представлены алевролитами и аргиллитами. По характеру распределения битуминозности в изученной части разреза выделяется ряд интервалов с признаками нефтеносности пород: 4380–4640, 4700–5310, 5330–5450 м.

По данным промыслового-геофизических исследований и бурения, в отложениях нижнего карбона (4710–4855 м) и девона (5535–5623 и 5817–5971 м) выделяются три нефтегазоносные пачки, при вскрытии которых отмечались повышенные газопоказания и нефтепроявления в виде пленок нефти в буровом растворе. При забое 5961 м произошел выброс разгазированного бурового раствора. В течение одного часа приток нефти плотностью 861 кг/м³ составил около 20 м³. Володарское поднятие было закартировано по отражающему горизонту И-П (нижняя часть верхнего девона). Размеры поднятия составили 60×25 км при амплитуде ~ 300 м на глубине 5900–6200 м.

На Харабалинской площади в скважине 1 из интервала 4842–4712 м алексинских отложений получены слабые притоки газа. При испытании отложений в интервале 4698–4684 м получен приток водогазонефтяной эмульсии дебитами 100–350 л/сут, газа — 1500 м³/сут. Нефть парафинистая, малосернистая с низким выходом легких фракций и высокой температурой застывания. Из интервала 4635–4610 м получен приток нефти дебитом 200 л/сут, а из интервала 4660–4650 м небольшое количество газонефтяной эмульсии.

На Еленовской площади в скважине 2 при испытании пластоиспытателем на трубах интервала 4040–4180 м (башкирские отложения) получен газ промышленного значения дебитом 154 тыс. м³/с, при испытании интервала 4272–4257 м в колонне получены притоки воды с газом. Градиент пластового давления — 1,55, пластовое давление на глубине 4180 м составило 64,9 МПа.

На Георгиевской площади скважина 1 находится в центре выявленной аномалии сейсмической записи, ассоциируемой с улучшенными коллекторскими свойствами и повышенной трещиноватостью. Скважиной вскрыты карбонатные отложения башкирского яруса, характеризующиеся трещиноватостью и пористостью (в отдельных пропластках — до 9,5%) по сравнению с одновозрастными разрезами на соседних площадях.

Несмотря на отсутствие благоприятных структурных условий, в скважине 1 при опробовании северо-кельтменских отложений в интервале 4992–4946 м

получен пульсирующий приток воды с нефтью и газом дебитом жидкости 0,4–1,2 м³/сут. Пластовое давление составляет 65,6 МПа, пластовая температура — 116°C. Нефть имеет следующие характеристики: плотность — 823 кг/м; температура застывания — –31°C; содержание общей серы — до 0,58 % масс., содержание парафина — до 8,8 % масс. Выход продукции в интервалах бензиновых фракций (62–180°C) составляет 36,01 % масс., керосиново-соляровых (180–350°C) — до 32,53 % масс., высококипящих (более 350°C) — 25 % масс.

В скважине 2, вскрывшей отложения среднего карбона на 60 м выше, чем в скважине 1, признаки нефти отмечены лишь в керне из интервалов 4821–4830, 5001–5016, 5029–5043 и 5062–5072 м.

По степени катагенного преобразования известняки карбона астраханских скважин преобразованы до стадии МК₃, а южно-астраханских — на стадию выше (МК₄). Однако коллекторами в зоне МК₄ становятся только известняки. Доломиты и доломитизированные известняки остаются коллекторами порового типа и в зоне МК₄ (табл. 1.3, 1.4). Об этом свидетельствуют данные по месторождениям нефти Восточного Предкавказья. Коллекторами нефти на этих месторождениях являются доломиты и доломитизированные известняки нефтекумской свиты. Их пористость достигает 18%, проницаемость — 300·10^{–15} м². Отложения нефтекумской свиты в Восточном Предкавказье залегают под глинистой пачкой нижнетриасового возраста, отражательная способность витринита из которой на Солончаковой площади равна 1,12%, на Кумской — 1,22%. Таким образом, важнейшим процессом в литогенезе, который улучшает коллекторские свойства карбонатных пород, является их доломитизация, особенно эффективно происходящая в условиях катагенеза. Процесс доломитизации приводит к увеличению пористости и проницаемости коллекторов. Особое значение катагенетическая доломитизация имеет в рифогенных отложениях.

Отсутствие пород-коллекторов в карбонатных толщах объясняется шельфовым (слоистым), а не рифогенным характером карбонатных образований, слабым проявлением в них процессов вторичного выщелачивания, интенсивным и частым заполнением порового пространства аутигенными минералами (кальцитом, халцедоном и кварцем), вторичный кальцит полностью заполняет поры и поровые каналы в биогермных известняках. Для этих отложений характерна сильная перекристаллизация и доломитизация. Значительная эпигенетическая преобразованность коллекторов является особенностью карбонатных отложений каменноугольного возраста. Она выражается в заполнении первичных пор и пор выщелачивания вторичными минералами, в основном кальцитом, реже кремнистыми образованиями и твердыми битумами и приводит к значительному ухудшению первичных ФЕС пород.

На площадях Ашунской и Краснохудукской из отложений нижнего и среднего карбона получены притоки углеводородного газа (табл. 1.3), что указывает на вскрытие нижней генетической зоны кислых газов. В УВГ отношение этана к пропану в подавляющем случае высокое и указывает также на вскрытие в отложениях карбона нижней газовой генетической зоны УВГ. Обычно для нефтяных скоплений это соотношение изменяется в пределах 0,5–1,3, для газоконденсатных — выше 2,0.

Промышленные притоки газа и конденсата получены в пограничной зоне (Воложковская, Долгожданная и другие площади). Тяжелая высокосернистая

Состав пластовых газов

Наименование площадей	№ скв.	Интервал опробования	Возраст пород	Компонентный			
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀
Ашунская	1	3273–3278	C ₁ V	—	—	—	—
Ашунская	2	3373–3425	C ₁ V	78,32	—	—	—
Краснохудукская	1	3324–3370	C ₂ B	2,18	0,1	0,01	0,11
Краснохудукская	1	3375–3425	C ₁ sr	4,28	16,5	—	—
Краснохудукская	1	4151–4268	C ₁ V	29,22	—	—	—
Краснохудукская	1	4178–4184	C ₁ V	13,83	21,5	—	—
Николаевская	200	4170–4220	C ₂ B	59,91	2,33	0,28	0,09
Николаевская	200	4220–4248	C ₁	13,33	0,01	—	—
Николаевская	200	4428–4444	C ₁	46,63	4,09	0,35	0,1
Николаевская	200	4308–4315	C ₁	48,81	0,74	0,27	следы
Николаевская	200	4623–4647	C ₁	16,46	1,86	—	—
Смушковская	3	2842–2922	C ₂ m	56,63	0,61	0,04	0,01
Смушковская	3	2878–2884	C ₂ m	83,15	1,91	0,19	0,01
Смушковская	3	2950–3016	C ₂ m	82,09	5,66	0,25	0,05
Смушковская	3	3571–3580	C ₂ B ₁	29,43	13,96	2,60	—
Смушковская	3	3571–3580	C ₂ B ₁	30,00	15,16	3,29	—
Воложковская	1	3839–3874	P ₁ K	81,93	7,68	—	—
Высоковская	1	1977–2171	P ₁ K	46,37	1,88	—	—
Высоковская	1	2090–2142	P ₁ K	0,82	0,51	0,62	0,73
Высоковская	2	3455–3485	P ₁ ar-s	85,18	5,61	3,77	0,17
Высоковская	2	3455–3485	P ₁ ar-s	79,93	6,25	5,46	2,59
Высоковская	2	3455–3485	P ₁ ar-s	79,78	9,95	5,19	0,59
Джақуевская	4	2890–2955	P ₁ ar-s	—	—	—	—
Бешкульская	17	2398–2570	P ₁ ar-s	2,19	—	—	—
Бешкульская	17	2398–2570	P ₁ ar-s	1,88	—	—	—
Тинакская	4	1710–1722	P ₁ ar-s	13,5	—	—	—
Безымянная	1	5445–5500	C ₁	1,06	0,14	0,05	0,1
Безымянная	1	4385–4312	C ₂ B	10,25	0,25	0,12	0,05
Безымянная	1	4312–4385	C ₂ B	79,93	6,00	2,09	0,93
Безымянная	1	4382–4385	C ₂ B	6,08	0,28	0,20	0,11
Безымянная	1	5445–5500	C ₁ tl	0,61	0,15	0,08	0,02

палеозойских отложений

состав газа, %											
	<i>n</i> C ₄ H ₁₀	<i>i</i> C ₅	<i>n</i> C ₅	<i>i</i> C ₆	<i>n</i> C ₆	N ₂	CO ₂	H ₂ S	H ₂	He	C ₂ /C
—	—	—	—	—	—	82,77	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	21,68	—	—	—	—	—	—
0,02	0,05	—	—	—	0,07	97,45	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	0,68	78,54	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	2,63	68,15	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	2,29	62,38	—	—	—	—	—
0,13	0,12	0,06	0,05	0,07	4,47	16,69	15,73	0,03	0,04	8,3	—
—	—	—	—	—	2,17	30,43	53,82	0,24	—	—	—
0,1	0,05	0,06	—	—	2,34	21,18	24,8	0,27	0,03	11,7	—
следы	следы	следы	—	—	41,13	—	—	9,05	—	2,7	—
—	—	—	—	—	3,01	59,92	18,75	—	—	—	—
0,03	0,13	—	—	—	42,44	0,11	—	—	—	15,3	—
0,06	—	—	—	—	13,33	1,38	—	—	—	10,1	—
0,02	—	—	—	—	7,69	4,2	—	—	—	22,6	—
—	0,8	—	—	—	4,85	27,37	14,36	—	—	5,4	—
—	—	—	—	—	3,08	26,75	8,56	—	—	4,6	—
—	—	—	—	—	6,0	4,39	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	47,94	3,81	—	—	—	—	—
—	0,65	—	—	—	96,22	0,45	—	—	—	0,8	—
0,48	0,13	—	—	—	3,11	1,55	—	—	—	—	—
0,72	—	—	—	—	3,20	1,85	—	—	—	1,1	—
1,82	—	—	—	—	1,92	0,75	—	—	—	1,9	—
—	—	—	—	—	99,56	0,44	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	97,71	0,1	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	97,72	0,4	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	80,5	—	—	—	—	—	—
0,1	0,1	0,1	0,03	0,01	98,17	0,5	—	—	—	2,8	—
0,12	0,07	0,07	0,05	0,03	88,61	0,28	—	—	—	2,1	—
1,03	0,64	0,34	0,19	0,14	6,28	2,26	—	—	—	2,9	—
0,27	0,20	0,20	0,16	0,10	91,58	0,46	—	—	—	1,4	—
0,02	0,03	0,03	0,09	0,03	98,15	0,79	—	—	—	1,9	—

**Промысловые исследования каменноугольных отложений зоны сочленения
Скифской плиты и Прикаспийской впадины**

Наименование площадей	№ скв.	Интервал опробования, м	Возраст	Результаты испытания
Ашунская	1	3013–3046	C _{2m} –C _{2b}	ИПТ в открытом стволе. Интервал практически непроницаем
		3013–3101	C _{2m} –C _{2b}	
		3013–3324	C _{2b} –C _{1sr}	ИПТ в открытом стволе. Приток пластовой воды $P_{пл}$ — 32,6 МПа, $T_{пл}$ — 107°C, на глубине 3100 м, Q — 11 м ³ /сут, содержание газа — 4250 см ³ /л
		3199–3221	C _{1sr}	ИПТ в открытом стволе. Газопроявление
		3620–3800	C _{1v3} (mh + vn)	ИПТ в открытом стволе. Приток пластовой воды с растворенным газом, Q — 15 м ³ /сут на 12 мм/шт.
		3829–3918	C _{1v3al}	ИПТ в открытом стволе. Слабопроницаемый или практически непроницаемый интервал
		3918–3999	C _{1v3al} –C _{1v2} (tl + br)	
		3984–4035	C _{1v2} (tl + br)	
		4205–4278	C _{1v1mln}	
		4294–4321,5	C _{1vmln}	
		4343–4373	C _{1vmln}	
		3720–3741	C _{1v3} (mh + vn)	ПКО-89, 405 отв. Приток воды Q — 1,5 м ³ /сут, газонасыщенность — 3900 см ³ /л, $T_{пл}$ — 110°C, высокое содержание CO ₂
Ашунская	2	2980–3129	C _{2m} –C _{1sr}	ИПТ. Притока нет
		3130–3226	C _{1sr}	ИПТ в открытом стволе. Непроницаемый интервал
		3196–3393	C _{1sr} –C _{1v3} (mh + vn)	ИПТ в открытом стволе. Пласт — коллектор с неясной характеристикой насыщения, $P_{пл}$ — 42,7 МПа
		3373–3425	C _{1v3} (mh + vn)	ИПТ в открытом стволе. Пластовая вода с растворенным газом, Q — 14 м ³ /с, $P_{пл}$ — 42,4 МПа, γ_b — 1,076 г/см ³
		4130–4182	C _{1v3} (mh + vn)	ИП. Притока не получено $T_{пл}$ — 105°C. Объект практически непроницаем
Ашунская	3	3452–3513 3476–3512	C _{2m}	ИП в открытом стволе. Непроницаемый интервал
Ашунская	4	2990–3006	C _{1sr}	ИПТ в открытом стволе. Интервал слабопроницаем
		4640–4670	C _{1t}	В открытом стволе КИИ-146. Приток газа непромышленного значения

Наименование площадей	№ скв.	Интервал опробования, м	Возраст	Результаты испытания
Николаевская	1	4410–4444 4444–4462	C ₁ v ₃ vn C ₁ v ₃ vn	В открытом стволе КИИ-146 при депрессии 15–20 МПа. Приток воды Q_v — 208–443 м ³ /сут
		4447–4455	C ₁ v ₃ vn	ИПТ в открытом стволе. Пластовая вода, Q_v — 101,8 м ³ /с, $P_{пл}$ — 65,6 МПа, $T_{пл}$ — 146°C, γ_v — 1,07 г/см ³ . Присутствие в пробах H ₂ S
Николаевская	200	4170–4220	C ₂ B ₁	В эксплуатационной колонне пульсирующий приток газа Q_r — 15 000–16 000 м ³ /сут, CO ₂ — 16%
		4420–4448	C ₁ sr–C ₁ v ₃ vn	ИП в эксплуатационной колонне. Приток газа Q_r — 15 000 м ³ /сут, H ₂ S — 17%, CO ₂ — 19%
		4428–4444	C ₁ sr–C ₁ v ₃ vn	В эксплуатационной колонне. Газоводяная смесь Q_v — 346 м ³ /сут, Q_r — 25 000 м ³ /сут, CO ₂ — 21%
		4617–4623 4623–4647	C ₁ v ₃ al C ₁ v ₃ al	В эксплуатационной колонне. Приток газоводяной смеси Q_v — 250 м ³ /сут, Q_r — 25 000 м ³ /сут, CO ₂ — 33%
Южно-Астраханская	6	4920–5000	C ₂	Газонасыщенный интервал по ГИС
		4924–5004	C ₂	Непромышенный приток газа, $P_{пл}$ — 67,0 МПа
		4943–4944	C ₂	При бурении, по данным ГТИ, повышение газопоказаний
		5140–5243	C ₂ B ₁ –C ₁ sr	
		4783	C ₂	
		4908	C ₂	При бурении пленка нефти
Краснохудукская	1	3032–3146	C ₂ m	ИПТ в открытом стволе. Интервал непроницаем
		3324–3370	C ₂ b	ИПТ в открытом стволе. Приток газа Q_r — 62 тыс. м ³ /с, $P_{пл}$ — 42,0 МПа, $T_{пл}$ — 98°C
		3436–3473	C ₁ sr–C ₁ v ₃ (mh + vn)	ИПТ в открытом стволе. Интервал практически непроницаем
		3590–3630	C ₁ v ₃ (mh + vn)	ИП в колонне. Приток воды Q_v — 0,48 м ³ /сут
		4151–4182	C ₁ v ₃ al	ИПТ в открытом стволе. Интервал проницаем, насыщен газом, $P_{пл} > 59,0$ МПа
		4151–4280	C ₁ v ₃ al	ИП в колонне.
		4324–4364	C ₁ v ₃ al	Слабый приток газа
		4562–4568	C ₁ v ₃ al	ИП в колонне. Приток воды, газоконденсата. $T_{пл}$ — 135°C

Наименование площадей	№ скв.	Интервал опробования, м	Возраст	Результаты испытания
Высоковская	1	1801–1856	P _{1k}	ИПТ в открытом стволе. Интервал практически непроницаем
Высоковская	2	4048–4070	C _{2b}	ПКО-89, 330 отв. Приток воды $Q_b = 1,27 \text{ м}^3/\text{с}$
Высоковская	4	3975–4000	P _{1ar-s}	ИПТ в колонне. Интервал слабопроницаем. Характер насыщения не установлен
		4013–4022	P _{1ar-s}	ИПТ в колонне. Пласт слабопроницаем. Содержит газ в малом количестве
		4103–4228	C ₂	ИПТ. Интервал практически непроницаем. $T_{пл} = 96^\circ\text{C}$
		4292–4304	C ₂	ИПТ в колонне. Интервал непроницаем, $T_{пл} = 96^\circ\text{C}$
		4314–4344	C ₂	ИПТ в колонне. Интервал непроницаем, $T_{пл} = 96^\circ\text{C}$
		4405–4422	C ₂	ИПТ в колонне. Интервал слабопроницаем, $T_{пл} = 96^\circ\text{C}$
Светло-Шаринская	2	4116–4128	P _{1ar-s}	В эксплуатационной колонне. Притока не получено
		4216–4220	C _{2b2}	
		4236–4248	C _{2b1}	
		4285–4298	C _{2b1}	ИП в колонне. Приток воды с газом, $Q_b = 52 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_r = 3000 \text{ м}^3/\text{с}$
		4354–4370	C _{2b1}	ИП в колонне. Нефтегазопроявления, $Q_b = 86 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_r = 8000 \text{ м}^3/\text{с}$, H ₂ S = 25–38 %, $P_{пл}$ (расчетное) = 61,3 МПа
Южно-Астраханская	5	4625–4695	C _{2b} –C _{1sr}	ИПТ. Притока нет
		4806–4809	C _{1v3mh}	При бурении, по данным ГТИ, увеличение газопоказаний
Южно-Астраханская	10	4348–4396	C _{2b1}	ЗПКО-89, 500 отв. Притока не получено
		4423–4448	C _{2b1}	ЗПКО-89, 500 отв. Приток разгазированной воды, $Q_b = 0,8 \text{ м}^3/\text{с}$
		4480–4500	C _{2b1}	ИП в колонне. Приток воды
		4502–4573	C _{2b1}	
		4512–4525	C _{2b1}	ПКО-89, 260 отв. Приток воды с растворенным газом

Конец ознакомительного фрагмента.
Приобрести книгу можно
в интернет-магазине
«Электронный универс»
e-Univers.ru