УДК 550.812.1
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44

Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния

Ю. Е. Катанов*, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
**katanov-juri@rambler.ru*

Аннотация. Количественной мерой производительности скважины является коэффициент продуктивности. Его величина обусловлена многими факторами, но особенно фильтрационно-емкостными параметрами зоны, непосредственно примыкающей к забою скважины.

Фильтрационно-емкостные свойства подобных зон формируются в основном на этапе вскрытия и освоения продуктивного объекта. Практика показывает, что существующий на сегодняшний день комплекс технологических мероприятий, характеризующий цикл заканчивания, в значительной мере определяет снижение фильтрационных характеристик коллектора в околоствольной области.

Часто последствия бывают настолько серьезными, что даже из высокопроницаемых интервалов не удается получить промышленно рентабельных притоков пластового флюида.

В условиях ежегодно растущих объемов бурения и добычи углеводородов старые технологические приемы и схемы уже перестают удовлетворять производство. Сегодня возникла острая необходимость в изыскании и разработке новых, высокоэффективных методов бурения, добычи, разработки месторождений, позволяющих обеспечить потребность отечественной экономики в углеводородном сырье.

Немаловажная роль при этом отводится и процессу заканчивания скважин. Перспективным в этой области следует считать такой комплекс мероприятий, который позволяет в наибольшей мере предотвратить или устранить негативное воздействие данного цикла строительства скважин на добывные возможности пласта.

В связи с этим правильный выбор технических или технологических решений во многом обусловлен наличием информации о степени их влияния на изменение свойств коллектора.

Ключевые слова: гидраты, диффузия, аномалия, залежь, сеноман, турон, коллектор, углеводороды

Для цитирования: Катанов, Ю. Е. Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 29–44.

Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits

Yuri E. Katanov*, Alik K. Yagafarov, Artyom I. Aristov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**katanov-juri@rambler.ru*

Abstract. A quantitative measure of well productivity is the productivity factor. Its value is determined by many factors, but especially by filtration-volume parameters of the zone immediately adjacent to the bottomhole.

Filtration-capacitive properties of these zones are formed mainly at the stage of penetration and development of productive object. The practice shows that the present set of technological measures, which characterize the completion cycle, largely determines the reduction of filtration characteristics of the reservoir in the near-wellbore area.

Often the consequences are so severe that even from highly permeable intervals it is not possible to obtain commercially viable flows of formation fluid.

Under conditions of annually growing volumes of drilling and oil and gas production, old technological methods and schemes are no longer satisfying production. Today there is an urgent need to find and develop new, highly effective methods of drilling, production, field development, allowing meeting the needs of the domestic economy in hydrocarbons.

The process of well completion plays an important role in this process. Promising in this area should be considered such a set of measures, which allows preventing or eliminating the negative impact of the cycle of well construction on the productive capacity of the reservoir to the greatest extent.

In this regard, the right choice of technical or technological solutions is largely conditioned by the availability of information about the degree of their influence on the change in reservoir properties.

Keywords: hydrates, diffusion, anomaly, deposit, Cenomanian, Turonian, reservoir, hydrocarbons

For citation: Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., & Aristov, A. I. (2023). Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits. Oil and Gas Studies, (1), pp. 29-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44

Введение

Газовые и ретроградно газовые (газоконденсатные) залежи, в которых весь внутрипоровый объем коллектора, за исключением объема, занятого связанной водой, заполнен свободной газовой фазой, хорошо изучены газопромысловой геологией и практикой их разработки [1, 2].

Открыты и изучаются с позиции оценки ресурсов в недрах и поиска эффективных практических технологий разработки газогидратные залежи. В них весь внутрипоровый объем коллектора, за исключением тонкого слоя адсорбированной и частично диффузной воды, занят газогидратами [3–5].

Они выделены при наличии коллектора в геологических разрезах там, где фактически начальные термобарические условия становятся ниже равновесных гидратообразования, полученных в лабораторном эксперименте для свободного (не стесненного) объема ассоциатов воды по конкретному составу газа-гидратообразователя.

Оказалось, что между этими двумя известными формами сонахождения углеводородных газов в залежах существует обширная третья форма переходного, так называемого предгазогидратного состояния, когда одна часть внутрипорового пространства занята газогидратами, а другая, оставшаяся часть — газом в свободной газовой фазе.

Газогидратная составляющая по своему местоположению соответствует объему, преимущественно занятому диффузными слоями связанной воды. Отдельные молекулы и ассоциаты диффузных слоев связанной воды по сравнению со свободной обладают меньшей подвижностью, и в связи с этим газогидратное состояние сохраняется при более высоких давлениях и температуре, чем это следовало бы из упомянутых выше равновесных условий гидратообразования [6–12].

На северо-востоке Западно-Сибирской плиты из отложений кровли покурской свиты сеноманского яруса получают высокодебитные притоки газа, а из газсалинской свиты туронского яруса верхнего мела — низкодебитные.

Проведенные систематические температурные измерения геотемпературного градиента по сети разведочных скважин меридионального профиля вдоль простирания структуры Харампурского месторождения показали наличие положительной температурной аномалии амплитудой 1 ℃, приуроченной к кровле газсалинской свиты.

Температурная аномалия могла возникнуть при выделении тепла от гидратообразования в пористой среде и сохраниться в характерном для геологических разрезов стационарном тепловом поле.

Помимо гидродинамической модели нефтегазового коллектора важным обстоятельством, влияющим на выбор подсчетной схемы запасов по материалам испытания и опытно-промышленной эксплуатации скважин, является обоснование гидродинамической модели залежи [13–18].

В связи с этим представление о геометрии пласта может меняться с ростом зоны дренирования. При малых временах наблюдения, например, по кривым восстановления давления (КВД), можно не «почувствовать» границ пласта и схематизировать его в этом диапазоне исследования (по времени) бесконечной системой [19, 20].

Разрешающая способность гидродинамических методов возрастает, если в качестве исходной информации для распознавания геометрии залежи брать изменения пластовых давлений и отбора по скважинам за период опытно-промышленной эксплуатации залежей, когда не осуществлены методы воздействия и пластовая система работает в упругом режиме [21, 22].

Оценка запасов углеводородов методом материального баланса при эксплуатации залежи в режиме истощения и в условиях проявления неньютоновских свойств вполне допустима и хорошо реализуется в пластовых системах с замкнуто-упругим режимом, когда объем и площадь дренирования залежи известны [23].

Однако с проявлением неньютоновских систем в виде начального градиента давления вдоль внешней границы зоны дренирования в бесконечной пластовой системе наиболее сложно выделить на разные даты исследования внешние границы контура влияния скважин, в их пределах по-

строить карты изобар и рассчитать по ним средневзвешенное текущее пластовое давление в зоне отбора [24–27].

С целью обоснованного определения внешней границы зон дренирования, необходимого для построения карт изобар, в зависимости от произведенных отборов, необходимо проследить за характером изменения текущего пластового давления в пьезометрических скважинах, по которым имеются многолетние наблюдения.

Целью данного исследования является создание подхода к изучению залежей предгазогидратного состояния на базе геолого-технологических моделей газосодержащих коллекторов в условиях выработки запасов.

Задачи: исследовать условия формирования зон гидратообразований; проработать первичную концепцию восполнения газодобычи в уже промышленно освоенном регионе.

Объект и методы исследования

Общепринятой на сегодняшний день мерой оценки продуктивности скважин является сопоставление результатов интерпретации гидродинамических исследований двух видов: на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации.

При обработке данных методом установившихся отборов определяют коэффициент продуктивности $\eta_{\text{ф}}$, величину, качественно характеризующую условия притока пластового флюида к забою в прискважинной зоне.

При обработке кривой восстановления давления находят коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{П}}$ для удаленной части пласта. Исходя из того, что на достаточном удалении от ствола скважины свойства коллектора не претерпевают существенных изменений, величину $\eta_{\text{П}}$ принято называть потенциальным коэффициентом продуктивности.

Отношение $\frac{\eta_{\text{ф}}}{\eta_{\text{П}}}$ характеризует степень изменения емкостных свойств продуктивного объекта вокруг ствола и может быть косвенно связано с проведением каких-либо мероприятий на скважине.

Следовательно, по величине данного отношения возможна оценка эффективности примененных мероприятий. Такой подход традиционен, но требует уточнения.

К сожалению, любой из существующих сегодня технологий присущи недостатки, которые не позволяют ее рассматривать с точки зрения эталонности.

В качестве подтверждения сказанного достаточно рассмотреть общепринятую схему заканчивания скважин в отечественной и зарубежной практике, которая условно делится на несколько этапов: вскрытие пласта бурением, спуск обсадной колонны и ее последующее цементирование, перфорация, вызов притока флюидов и дальнейшая эксплуатация.

Вскрытие продуктивности горизонта бурением приводит к необратимому нарушению начального напряженного состояния пород. Следствием такого нарушения является образование вокруг выработки поля напряжений определенной интенсивности с аномалией у стенок забоя. При реализации последующих этапов характеристики поля претерпевают изменения, но всегда отличны от первоначальных.

В горном деле установлено, что область аномалий невелика, она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области существенно изменяются условия залегания горных пород, что может быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств.

Результаты и обсуждение

Залежь газа в кровле покурской свиты массивная, а в газсалинской свите — пластово-сводовая. Газоводяной контакт (ГВК) для обеих залежей единый, наклонен в северном направлении. Ловушки заполнены газом до замка верхнетуронской глинистой покрышки, перекрывающей газсалинскую свиту, то есть разделяющую залежи заглинизированную перемычку между залежами толщиной свыше 10 м можно рассматривать в виде ложной покрышки с насыщенным газом в свободном сорбированном, а, возможно, и газогидратном состоянии.

Распределения начального пластового давления в залежах взяты по прямым замерам в сеноманской залежи, проэкстраполированы в газсалинскую залежь по барометрическому закону, поскольку состав свободного пластового газа в них одинаков.

Кривая температурной аномалии совпадает с кровлей газсалинской свиты, а подошва имеет слабый наклон в северном направлении параллельно ГВК.

Взяв фактические замеренные значения начальной пластовой температуры на кровлю либо подошву температурной аномалии и соответствующие им по глубине экстраполированные значения начального пластового давления, можно построить равновесную линию «давление (P) — температура (t)» в залежи. Эта кривая значительно отличается и смещена в сторону более высоких температур примерно на 10 ℃.

Эту равновесную линию «P-t» можно интерпретировать как равновесную гидратообразования для ассоциатов диффузных слоев связанной воды (рис. 1).

Обозначения на рисунке 1 следующие: a – газонасыщенный коллектор; b — газогидратный коллектор; c — коллектор предгазогидратного состояния; линия 1 — равновесная гидратообразования в свободном объеме; линия 2 — равновесная гидратообразования в связанной воде; область I — область существования свободного газа; область II — область существования газогидратов; область III — область существования залежей предгазогидратного состояния.

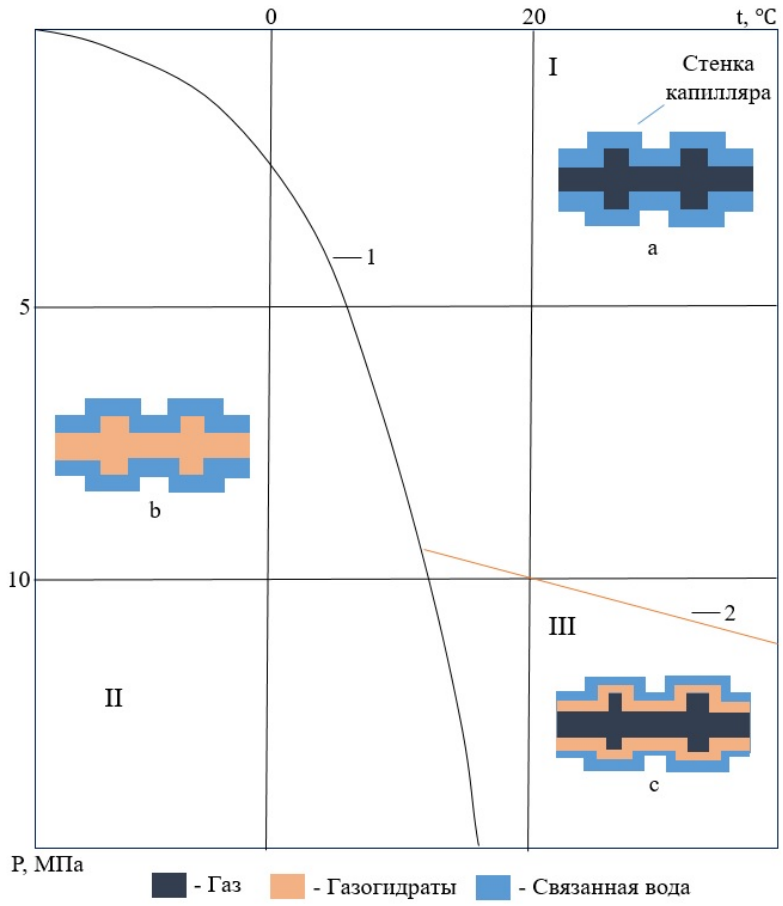

Рис. 1. ***Модель газосодержащих коллекторов***

Оценить долю порового пространства, занятую газогидратами, можно следующим образом. Используем для этого связь открытой пористости, определенной по относительной амплитуде кривой собственной поляризации с параметром $\propto_{пс}$.

Для части залежи со свободным газом, как в покурской, так и в газсалинской свитах поляризация едина, а для части залежи в предполагаемом предгазогидратном состоянии эта зависимость смещена в сторону более низких значений $\propto_{пс}$ и, соответственно, более высоких значений открытой пористости.

При определении величины открытой пористости для Харампурского и Южно-Русского месторождений взят единый опорный пласт в покурской свите, а для Заполярного — два разных опорных пласта (для покурской свиты в покурской, для газсалинской — в газсалинской), что нашло отражение в построениях на рисунках 2–4.

В качестве предполагаемого предгазогидратного состояния для Харампурского месторождения учтены все пластовые пересечения для положительной температурной аномалии, а для Южно-Русского и Заполярного

месторождений из-за отсутствия температурных измерений — выше некоторой условной гипсометрической плоскости по параметру $\propto_{пс}$.

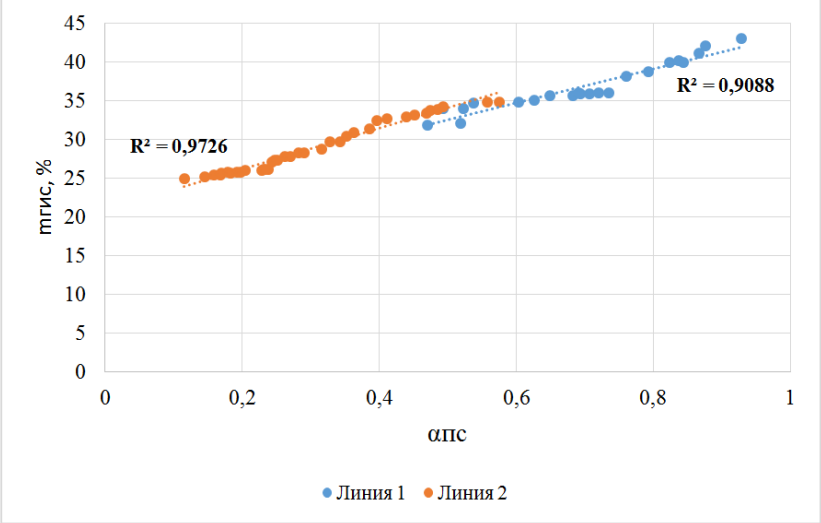

Рис. 2. ***Зависимость открытой пористости $m_{ГИС}$ от относительной амплитуды $\propto_{пс}$ по Харампурскому месторождению для газовой залежи покурской (сеноман) — линия 1 и предгазогидратной залежи газсалинской (турон) свит — линия 2***

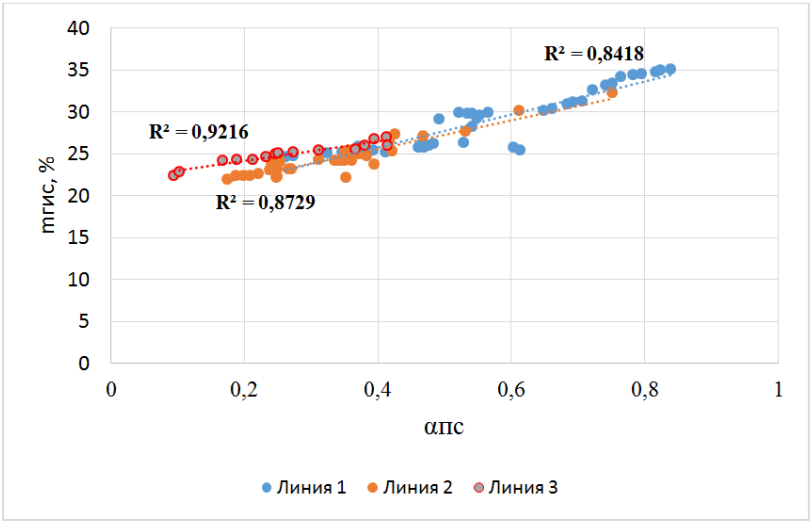

Рис. 3. ***Зависимость открытой пористости $m_{ГИС}$ от относительной амплитуды $\propto_{пс}$ по Заполярному месторождению для газовых залежей покурской (сеноман) — линия 1, газсалинской (турон) свит — линия 2 и предгазогидратной залежи газсалинской (турон) свиты — линия 3***

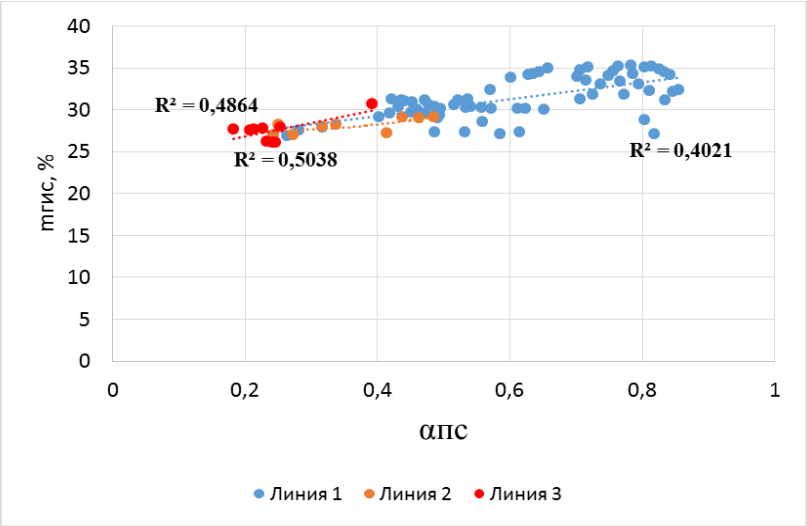

Рис. 4. ***Зависимость открытой пористости $m_{ГИС}$ от относительной амплитуды $\propto_{пс}$ по Южно-Русскому месторождению для газовых залежей покурской (сеноман) — линия 1, газсалинской (турон) свит — линия 2 и предгазогидратной залежи газсалинской (турон) свиты — линия 3***

Разница в значениях открытой пористости составила 3–10 % от Харампурского месторождения на юге до Заполярного месторождения на севере рассматриваемой территории.

Если принять, что в единицу объема газогидратов газа в пластовых условиях указанных месторождений содержится на порядок больше, чем в единицу объема свободного газа, то ресурсы углеводородного газа в части залежи предгазогидратного состояния возрастут против подсчитанных объемным методом в 1,2–1,5 раза, что является существенным и заслуживающим внимания и изучения.

Обнаруживается, что индикаторные линии в координатах «квадрат забойной депрессии (ΔP^2) — дебит (Q)» систематически смещаются ниже начала координат, отсекая от оси ΔP^2 отрицательную величину C_0, что может быть обусловлено дефицитом пластового давления, его недовосстановлением за продолжительный период наблюдений.

Для практического примера, приведенного на рисунке 5, дефицит пластового давления составляет 1,5 МПа (см. рис. 5, слева).

Судя по кривой, восстановление пластового давления достигает своего начального значения к исходу 10–15 суток. Соотношение упругоемкостей между частями залежей, занятых газогидратами и свободным газом, составит небольшую величину, порядка 1,5–2,0. Однако для организации контроля за эффективностью истощения газом газогидратной составляющей (по динамике изменения этой величины) при разработке или пробной эксплуатации залежи такой величины упругоемкостей недостаточно.

Если же удается определить сжимаемость в пластовых условиях газогидратной составляющей, то можно будет перейти к прямой оценке извлекаемых запасов газа из доли газогидратного и свободного объемов.

Представляется возможным интенсифицировать добычу газа из скважин такой сравнительно простой и доступной для глубин залегания пластово-сводовых залежей предгазогидратного состояния технологией, как гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Если принять во внимание логнормальный закон распределения гидравлических сопротивлений по радиусу депрессионной воронки от единичной скважины, то трещина разрыва длиной 10 м увеличит продуктивность скважины в 6–7 раз:

$$\frac{Q_{\text{тр}}}{Q_{\text{цил}}} = \frac{4\cdot(R-r)\cdot h}{2\cdot\pi\cdot r\cdot h} = \frac{4\cdot(R-r)}{2\cdot 3{,}14\cdot r} = \frac{6{,}5\cdot(R-r)}{r}.$$

Если же продуктивность возрастает пропорционально росту фильтровой поверхности, то произойдет 50–60-кратное увеличение дебитов газа.

В действительности можно ожидать кратного увеличения против фактически получаемых дебитов 25–30 м^3/сут без воздействия на пласт.

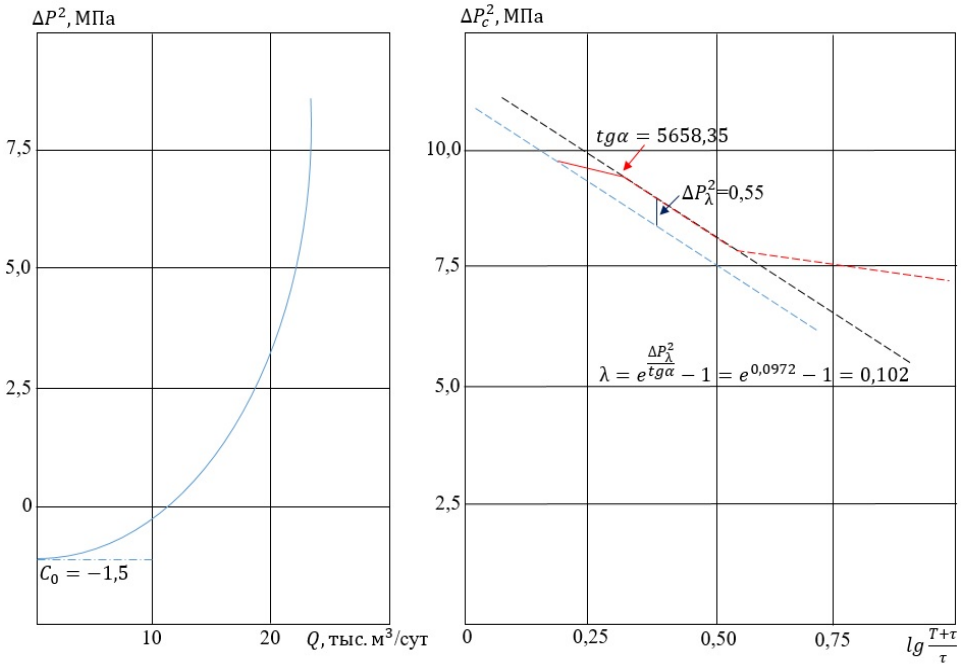

Рис. 5. ***Пример интерпретации индикаторной линии (a) и кривой восстановления давления (b) по скважине 294 (интервал 1 026–1 031 м, газсалинские отложения) Харампурского месторождения и прогноза увеличения дебита скважины после ГРП (c)***

Рабочие дебиты, при условии недопущения снижения температуры в прискважинной зоне более 10 ℃, составят порядка 100–120 тыс. $м^3$/сут, то есть окажутся вполне рентабельными для восполнения газодобычи в уже промышленно освоенном по другим объектам разработки регионе.

Выводы

Залежи предгазогидратного состояния, учитывая низкие темпы газоизвлечения, целесообразно вводить в разработку самостоятельной сеткой скважин параллельно с основными объектами, чтобы своевременно получить самостоятельный опыт эксплуатации и опережающую выработку газа из них на стадии устойчивой газодобычи по месторождению.

В качестве первоочередных задач в составе газовой отрасли следует:

- выделить перспективные территории в Западной Сибири, Якутии, Европейском Севере и других регионах с вероятным наличием в недрах залежей в предгазогидратном состоянии, оценить по ним величину прогнозных и перспективных запасов, приступить к их практическому опоискованию;
- составить и реализовать по одному из уже известных объектов разработки проект доразведки с организацией пробной эксплуатации элементов залежи в режиме истощения как до, так и после проведения гидравлического разрыва пласта с полным контролем за изменением соотношения упругоемкостей в газогидратной и газовой частях коллектора с целью обоснования кондиций и выработки эффективных проектных решений разработки.

Для низкопроницаемой аккумулирующей матрицы и высокопроницаемой флюидопроводящей среды, нетрадиционные формы сонахождения углеводородов в недрах обусловлены наличием сети микрофлюидогетерогенных пластовых систем типа «углеводородный газ — пластовая вода» и отложений предгазогидратного состояния, которые требуют специального подхода при их изучении испытанием скважин.

Фазовые переходы в пласте при испытании скважин присущи ретроградным системам (газоконденсатным пластовым системам, подгазовым объектам нефтегазоконденсатных залежей) при их испытании для давлений в зоне отбора ниже давления насыщения, когда возможна опережающая фильтрация выделившегося в свободную фазу растворенного в нефти газа.

По аналогии, в этом отношении, для сеноманских углеводородных отложений распределение связанной воды по высоте залежи и минерализации свободной воды при испытании гидрогеологических объектов связано с расформированием соответствующих зон проникновения.

Одним из важнейших условий достоверного исследования продукции газоконденсатных залежей является отбор представительной пробы, отвечающей составу газа при пластовых давлении и температуре.

В течение длительной эксплуатации добывающих скважин при забойном давлении ниже давления начала конденсации пласт донасыщается выпавшим ранее конденсатом до своего предельного значения, после чего наступает некоторая стационарность процесса фильтрации газоконденсатной смеси.

Научная работа подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Список источников

1. Агалаков, С. Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири / С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – С. 16–21.
2. Агалаков, С. Е. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири / С. Е. Агалаков, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 25–28.
3. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений северной периклинали Уренгойского мегавала / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 3. – С. 4–18.
4. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин [и др.] – DOI 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70.
5. Иванов, А. В. История представлений о стратиграфии сеноманских отложений Нижнего Поволжья и прилежащих территорий / А. В. Иванов. – Текст : непосредственный // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2007. – Вып. 49. – С. 32–48.
6. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1 (139). – С. 19–29.
7. Карнаухов, С. М. Эра сеноманского газа : «от рассвета до заката» / С. М. Карнаухов, В. А. Скоробогатов, О. Г. Кананыхина. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2011. – № 3 (8). – С. 15–25.
8. Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений севера Западной Сибири / В. А. Каширцев, И. И. Нестеров, В. Н. Меленевский [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № (8). – С. 1227–1235.

9. Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений / А. Ю. Корякин, Р. Н. Исмагилов, В. Ф. Кобычев [и др.]. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1 (61). – С. 33–37.

10. Специфика седиментации сеноманских отложений на примере Русского месторождения / А. И. Кудаманов, А. С. Потапова, Т. М. Карих. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 30–34.

11. Кутищева, Е. В. Особенности минералогического состава альбских и сеноманских отложений центральной части Воронежской антеклизы / Е. В. Кутищева. – Текст : непосредственный // Вестник Воронежского государственного университета. Серия : Геология. – 2016. – № 1. – С. 44–48.

12. Нестеров, И. И. Адамантаны в нефтях сеноманских отложений Западной Сибири / И. И. Нестеров, В. А. Каширцев, В. Н. Меленевский. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 6 (85). – С. 82–88.

13. Оганов, Г. С. Применение технологии зарезки боковых стволов для восстановления газовых скважин на сеноманские отложения месторождений Западной Сибири / Г. С. Оганов, А. В. Потапов. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 1. – С. 19–24.

14. Паникаровский, Е. В. Проблемы эксплуатации сеноманских скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-1-67-72. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1 (115). – С. 67–72.

15. Подобина, В. М. Новые сведения по фораминиферам и биостратиграфии верхнего сеномана северного района Западной Сибири / В. М. Подобина. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 361. – С. 182–187.

16. Пунанова, С. А. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири / С. А. Пунанова, А. В. Самойлова. – DOI 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 4. – С. 15–19.

17. Ульмасвай, Ф. С. Категории крупности сеноманских углеводородных скоплений северных регионов Западной Сибири как отражение их структурных особенностей / Ф. С. Ульмасвай, С. А. Пунанова, Т. Л. Виноградова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 4. – С. 4–9.

18. Afonin, I. Mineralogical and geochemical features of Senonian sediments of Medvezhye gas field (Western Siberia) / I. Afonin, P. Tishin. – DOI 10.5593/sgem2018/1.1/S01.035. – Direct text // 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018. Conference proceedings. – 2018. – Vol. 18. – P. 265–271.

19. Katanov, Yu. E. A probabilistic and statistical model of rock deformation / Yu. E. Katanov. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. – 2021. – Vol. 266. – URL: https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011.

20. Katanov, Yu. E. Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension) / Yu. E. Katanov, Yu. V. Vaganov, M. V. Listak. – DOI 10.33271/mining15.04.091. – Direct text // Journal of Mines, Metals & Fuels. – 2020. – Vol. 68, Issue 9. – P. 285–293.

21. Kraemer, P. Deflected Polygonal Faults as Paleo-Stress Indicator and Tool to Analyze Hydraulic Conductivity in Senonian Reservoirs of Western Siberia (Russian Federation) / P. Kraemer, J. Chevallier-Messbacher. – Text : electronic // Saint Petersburg 2020. – 2020. – Vol. 2020, Issue 1. – URL: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053167.

22. Кудаманов, А. И. Осадконакопление туронских отложений Западно-Сибирской плиты на примере Харампурского лицензионного участка / А. И. Кудаманов, Э. Б. Авраменко. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-9-70-75. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 70–75.

23. Marinin, V. I. Prospect of resource increase of Urengoy complex / V. I. Marinin. – Text : electronic // 23rd World Gas Congress. – URL: http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add11597.pdf.

24. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, С. В. Рыжкова. – DOI 10.18599/grs.2019.4.85-94. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2019. – № 21 (4). – С. 85–94.

25. Рахбари, Н. Ю. Гидрогеологический фактор пескования эксплуатационных скважин газового месторождения Медвежье / Н. Ю. Рахбари. – Текст : непосредственный // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 5 (36). – С. 62–64.

26. Shpurov, I. V. Identification of Potential Gas-Bearing Intervals in the Upper Cretaceous Shale Deposits in the North of Western Siberia (Based on the Example of the Medvezh'e Gas Field) / I. V. Shpurov, V. V. Cherepanov, V. S. Afanas'ev. – DOI 10.3103/S0145875221010117. – Direct text // Moscow University Geology Bulletin. – 2021. – Vol. 76, Issue 1. – P. 77–86.

27. Integrated Characterization of Upper Cretaceous Reservoirs-Case Study from Large Gas Field, Western Siberia / V. Zhemchugova, M. Berbenev, Y. Naumchev [et al.]. – Text : electronic // 77th EAGE Conference and Exhibition. – 2015. – Vol. 2015, Issue 1. – URL: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413080.

References

1. Agalakov, S. E. (1997). Gazovye gidraty v turonskikh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri. Geologiya nefti i gaza, (3), pp. 16-21. (In Russian).

2. Agalakov, S. E., & Bakuev, O. V. (1992). Novye ob"ekty poiskov uglevodorodov v nadsenomanskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri. Geologiya nefti i gaza, (11), pp. 25-28. (In Russian).

3. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., Nedosekin, A. S., Smirnov, O. A., Lukashov, A. V., & Martynova, E. V. (2016). Geological structure and assessment of oil and gas potential of the Jurassic-cretaceous deposits within the northern pericline of Urengoy mega-swell. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (3), pp. 4-18. (In Russian).

4. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., Nedosekin, A. S., Firstaeva, E. N., Strekalov, A. Ya., & Pogretsky, A. V. (2018). Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. Oil and gas geology, (2), pp. 61-70. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70

5. Ivanov, A. V. (2007). Istoriya predstavleniy o stratigrafii senomanskikh otlozheniy Nizhnego Povolzh'ya i prilezhashchikh territoriy. Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya, (49), pp. 32-48. (In Russian).

6. Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Savina, M. E., Shlein, G. A., & Yagafarov, A. K. (2020). Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration of immiscible fluids in porous media. Oil and Gas Studies, (1(139)), pp.19-29. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29

7. Karnaukhov, S. M., Skorobogatov, V. A., & Kananykhina, O. G. (2011). Era senomanskogo gaza: "ot rassveta do zakata". Vesti gazovoy nauki, (3(8)), pp. 15-25. (In Russian).

8. Kashirtsev, V. A., Nesterov, I. I., Melenevskii, V. N., Fursenko, E. A., Kazakov, M. O., & Lavrenov, A. V. (2013). Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of northern West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 54(8), pp. 958-965. (In English). DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.012

9. Koryakin, A. Yu., Ismagilov, R. N., Kobychev, V. F., & Serebryanskiy, S. A. (2018). Introduction of the technology of joint treatment of gas of the Cenomanian and Achimov deposits. Exposition Oil & Gas, (1(61)), pp. 33-37. (In Russian).

10. Kudamanov, A. I., Potapova, A. S., & Karikh, I. M. (2013). Characteristic aspects of the Cenomanian deposits on the example of Russkoye field. Oil Industry, (11), pp. 30-34. (In Russian).

11. Kutishcheva, E. V. (2016). The features of granulometric and mineral composition of Albian and Senomanian deposits of the central part of the Voronezh antekline. Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology, (1), pp. 44-48. (In Russian).

12. Nesterov, I. I., Kashircev, V. A., & Melenevskij, V. N. (2011). Adamantany v neftyakh senomanskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. Gornye vedomosti, (6(85)), pp. 82-88. (In Russian).

13. Oganov, G. S., & Potapov, A. V. (2019). Application of sidetrack drilling technology for the restoration of gas wells on Cenomanian stratum in the Western Siberia fields. Bulletin of the Association of Drilling Contractors, (1), pp. 19-24. (In Russian).

14. Panikarovski, E. V., & Panikarovski, V. V. (2016). Problems of wells operation in Cenomanian deposits. Oil and Gas Studies, (1(115)), pp. 67-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-67-72

15. Podobina, V. M. (2012). New data on Upper Cenomanian foraminifers and biostratigraphy of northern district of Western Siberia. Tomsk State University journal, (361), pp. 182-187. (In Russian).

16. Punanova, S. A., & Samoilova, A. V. (2022). Hydrocarbon megareservoirs of Apt-Senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, (4), pp. 15-19. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19

17. Ul'masvay, F. S., Punanova, S. A., & Vinogradova, T. L. (2008). Kategorii krupnosti senomanskikh uglevodorodnykh skopleniy severnykh regionov Zapadnoy Sibiri kak otrazhenie ikh strukturnykh osobennostey. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (4), pp. 4-9. (In Russian).

18. Afonin, I., & Tishin, P. (2018). Mineralogical and geochemical features of Senonian sediments of Medvezhye gas field (Western Siberia). 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018. Conference proceedings, 18, pp. 265-271. (In English). DOI: 10.5593/sgem2018/1.1/S01.035

19. Katanov, Yu. E. (2021). A probabilistic and statistical model of rock deformation. E3S Web of Conferences, 266. (In English). Available at: https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011

20. Katanov, Yu. E., Vaganov, Yu. V., & Listak, M. V. (2020). Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension). Journal of Mines, Metals & Fuels, 68(9), pp. 285-293. (In English). DOI: 10.33271/mining15.04.091

21. Kraemer, P., & Chevallier-Messbacher, J. (2020). Deflected Polygonal Faults as Paleo-Stress Indicator and Tool to Analyze Hydraulic Conductivity in Senonian Reservoirs of Western Siberia (Russian Federation). Saint Petersburg 2020, 2020(1). (In English). Available at: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053167

22. Kudamanov, A. I., & Avramenko, E. B. (2017). Sedimentation of West-Siberian Plate Turonian deposits: history case of Kharampur licence block (Russian). Oil Industry, (9), pp. 70-75. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-70-75

23. Marinin, V. I. (2006). Prospect of resource increase of Urengoy complex. 23rd World Gas Congress. (In English). Available at: http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add11597.pdf

24. Novikov, D. A., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., & Ryzhkova, S. V. (2019). Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluves. Georesources, (21(4)), pp. 85-94. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2019.4.85-94

25. Rahbari, N. Y. (2015). Hydrogeological factor of production wells sandsing in Medvej'e gas field. International Research Journal, (5(36)), pp. 62-64. (In Russian).

26. Shpurov, I. V., Cherepanov, V. V., & Afanas'ev, V. S. (2021). Identification of Potential Gas-Bearing Intervals in the Upper Cretaceous Shale Deposits in the North of Western Siberia (Based on the Example of the Medvezh'e Gas Field). Moscow University Geology Bulletin, 76(1), pp. 77-86. (In Russian). DOI: 10.3103/S0145875221010117

27. Zhemchugova, V., Berbenev, M., Naumchev, Y., Dorofeev, A., & Krutoy, A. (2015). Integrated Characterization of Upper Cretaceous Reservoirs-Case Study from Large Gas Field, Western Siberia. 77th EAGE Conference and Exhibition, 2015(1). (In English). Available at: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413080

Информация об авторах

Катанов Юрий Евгеньевич, *кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры прикладной геофизики, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, katanov-juri@rambler.ru*

Ягафаров Алик Каюмович, *доктор геолого-минералогических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Yuri E. Katanov, *Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Mechanics, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen, katanov-juri@rambler.ru*

Alik K. Yagafarov, *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Industrial University of Tyumen*

Аристов Артем Игоревич, *лаборант лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Artyom I. Aristov, *Assistant at the Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen*

Статья поступила в редакцию 22.12.2022; одобрена после рецензирования 22.01.2023; принята к публикации 25.01.2023.
The article was submitted 22.12.2022; approved after reviewing 22.01.2023; accepted for publication 25.01.2023.