

## РАЗРАБОТКА ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ

**З. А. Васильева**

Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

**Аннотация:** Дан анализ возможных способов разработки твердых углеводородов - газогидратных залежей. Приведены общие сведения о возможности образования и существования газогидратов, которые обеспечиваются мощностью многолетнемерзлых пород и глубиной воды в морях. Дана систематизация методов воздействия на газогидратный пласт, которые сопровождаются фазовым переходом твердого гидрата на газ и воду с поглощением большого количества тепла. Дан обзор проблем, возникающих при различных способах воздействия на газогидратные пласты. Любой способ разработки газогидратных залежей сопровождается увеличением объема воды, миграцией мелкозернистых отложений, что приводит к снижению проницаемости и пористости пласта, засорению пласта, выносу песка и, в результате, к снижению эффективности добычи газа. При достижении водой определенного уровня происходит самозадавливание скважин водой и выбывание их из эксплуатации. Обоснована эффективность использования тепла термальных вод, нижележащих горизонтов газогидратных месторождений для диссоциации природных газовых гидратов. Для исключения перечисленных осложнений предлагается способ разработки с использованием погружной насосной установки с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине. Предлагаемый способ обеспечивает разложение газогидратов за счет не только снижения давления на забое скважины в процессе отбора газожидкостной смеси, но и теплового и ингибирующего воздействия термальных вод. Технический результат достигается в результате снижения давления в призабойной зоне отбором воды, исключения подъема пластовой воды на поверхность, обеспечения приемистости водоносного пласта, циркуляции термальной пластовой воды между водоносным и продуктивным пластом. Решается не только проблема утилизации воды, но и выноса песка с забойной зоны в ниже лежащий пласт.

**Ключевые слова:** газовые гидраты, диссоциация, технология добычи, погружная насосная установка, сепарация.

**Для цитирования:** Васильева З. А. Разработка газогидратных залежей с использованием геоприродных факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 3-1. – С. 238–251. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2021\_31\_0\_238.

### Gas hydrate production using geonatural factors

**Z. A. Vasilyeva**

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

**Abstract:** The study focuses on practicable methods of gas hydrate reservoir engineering. The gas hydrate reservoir stimulation methods are systematized. The problems related with different gas hydrate reservoir stimulation methods are reviewed. The efficiency of heat from thermal water from underlying levels of gas hydrate reservoirs in dissociation of gas hydrates is proved. It is proposed to use a downhole pump assembly with simultaneous separation of gas-liquid mixture in boreholes for gas hydrate production with elimination of the listed problems.

**Key words:** gas hydrates, dissociation, hydrodynamic research, gas production technology, downhole pump assembly, separation.

**For citation:** Vasilyeva Z. A. Gas hydrate production using geonatural factors. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021;(3-1):238–251. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2021\_31\_0\_238.

## Введение

Интерес к газовым гидратам как к потенциальному ресурсу углеводородов возник во многих странах благодаря их широкому распространению и неглубокому залеганию. Оценка возможности использования газовых гидратов в качестве альтернативного источника энергии является предметом многих исследований в настоящее время во всем мире. Ресурсы газа в гидратном состоянии в мире оцениваются в пределах 21000 трлн м<sup>3</sup>.

Газовые гидраты представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами H<sub>2</sub>O с помощью водородных связей. Молекулы газа связаны с каркасом кристаллической решетки ван-дер-ваальсовскими силами (рис.1).

Газовые гидраты могут образовываться и существовать в широком диапазоне давлений и температур: для метана от  $2 \times 10^{-8}$  до  $2 \times 10^3$  Мпа при температуре от 70 до 350 К. Один объем воды связывает в гидратное состояние 160 объемов метана. Таким образом, молекулы газа оказываются плотно «упакованными» в кристаллической решетке, образованной молекулами H<sub>2</sub>O, отличной от льда

(рис.1). Диссоциация газогидрата в замкнутом объеме сопровождается значительным повышением давления. Процесс образования газогидрата сопровождается выделением тепла, а процесс диссоциации — поглощением тепла. На диссоциацию природных газогидратов необходимо затратить 6–12% энергии, содержащейся в гидратированном газе [1].

Присутствие многолетнемерзлых пород, их мощность, глубина воды в морях определяют возможность образования и существования газогидратов. Чтобы начался процесс гидратообразования метана, необходима мощность многолетнемерзлых пород не менее 260 м. Чем больше мощность многолетнемерзлых пород, тем больше мощ-

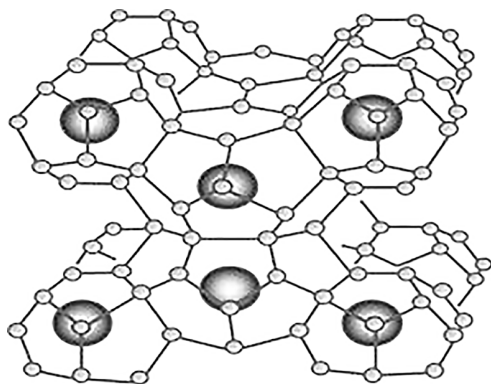


Рис. 1. Структура газового гидрата SI  
Fig. 1. Gas hydrate formation SI

ность зоны стабильности (ЗСГ) в них и под ними [2].

Сформированные в древние времена гидраты в порых мерзлых породах могут быть законсервированы льдом и храниться благодаря свойству газовых гидратов — самоконсервации при температуре ниже 0°C. Это метастабильные или реликтовые гидраты, которые существуют над ЗСГ (рис. 2) [3].

Таким образом, газовые гидраты могут встречаться при бурении по всей мощности криолитозоны и под ней.

В настоящее время разведанные и доказанные залежи газовых гидратов в основном распространяются в морских районах Южно-Китайского моря [4], Японского моря [5], Индийского океана, Мексиканского залива, пролива Медведи, моря Кореи, Триниды и Тобаго и в районах вечной мерзлоты на Аляске (США) [6, 7], в Дельте Макензи (Канада), в Сибири (РФ) [1], [8] и в Цинхай-Тибетском плато (Китай) и т. д..

Многочисленные исследования показали, что газовые гидраты широко

распространены в арктических областях, где их существование облегчено низкими температурами пород. Освоение месторождений Восточной Сибири и Арктического региона является первоочередной задачей российских нефтегазовых компаний.

Исторически газовые гидраты рассматривались, прежде всего, как причины осложнений при бурении, а не потенциальный ресурс газа. В 1972 году существование гидрата природного газа в породах на небольшой глубине было подтверждено коротажными данными, отбором керна со скважины Northwest Eileen State-02 (NWE-2) [7]. В России целенаправленных исследований на наличие природного газогидрата в районах вечной мерзлоты с отбором керна не проводилось. Однако многие месторождения Восточной Сибири и Арктического региона имеют низкие пластовые температуры и достаточно высокие пластовые давления, чтобы оказаться в области гидратообразования. При освоении

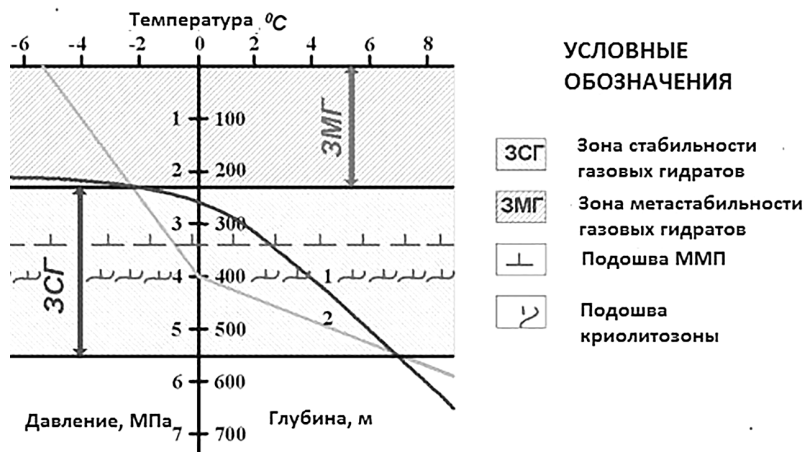


Рис. 2. Выделение зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГ) и зоны метастабильности газовых гидратов (ЗМГ): 1 — кривая равновесных условий гидратообразования метана; 2 — распределение температур по разрезу

Fig. 2. Identification of the zone of gas hydrates stability and the zone of gas hydrates metastability: 1 — curve of equilibrium conditions of methane hydrate formation; 2 — temperature distribution along the section

этих месторождений наблюдаются и многочисленные косвенные признаки наличия газогидратов [9, 10].

Процесс добычи газа из газогидратного месторождения представляет собой как огромный практический, так и теоретический интерес, так как физический процесс добычи газа отличается от стандартного тем, что добыча газа сопровождается фазовым переходом твердого гидрата на газ и воду с поглощением большого количества тепла.

### Систематизация методов воздействия на газогидратную залежь

Технология добычи газа из газогидратных залежей существенно отличается от технологии добычи традиционного природного газа.

Известны способы воздействия на газогидраты, приводящие к их диссоциации:

- понижение пластового давления ниже равновесного;
- повышение пластовой температуры выше равновесной;
- инжекция в пласт ингибиторов, способствующих диссоциации газогидратов;

- воздействие активными высокочастотными полями;
- замещение  $\text{CO}_2\text{-CH}_4$ .

Разрушенные газогидраты образуют подвижные флюиды — природный газ и воду. Возможность диссоциации газогидратов в пласте с выделением газа в свободную фазу породила надежду строить принципы разработки газогидратных залежей на известной технологии разработки газовых и нефтяных месторождений.

### Депрессионный метод разработки газогидратных залежей

Наиболее выгодным методом разработки газогидратного месторождения с точки зрения энергетических затрат является метод **понижения давления** в пласте [4].

Техника депрессионного метода направлена на добычу газа из газогидратных залежей путем снижения давления ниже равновесного давления гидратообразования при пластовой температуре. Пластовая температура будет непрерывно снижаться при диссоциации газогидрата, которая может прекратиться, как только пластовая температура падает до равновесной

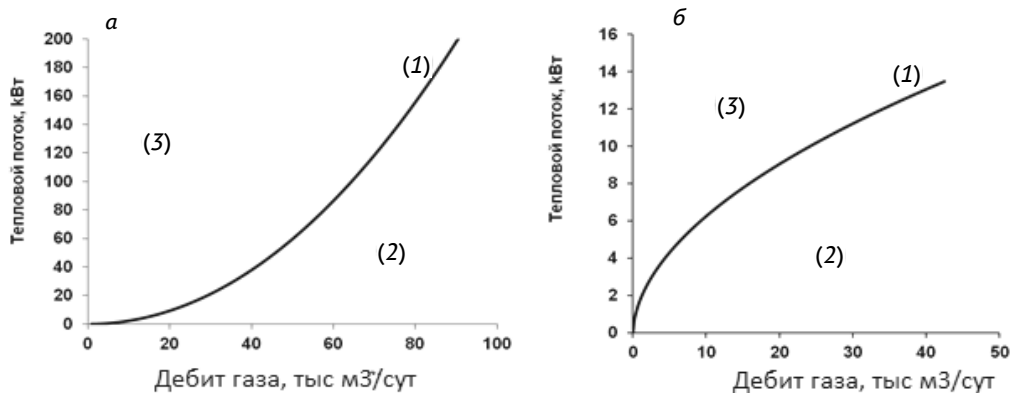


Рис. 3. Зависимость теплового потока от дебита, при которой осуществляется фронтальный режим: а —  $K = 0,065 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$ ; б —  $K = 0,45 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$

Fig. 3. Dependence of the heat flow on the flow rate, at which the frontal mode is carried out: а —  $K = 0,065 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$ ; б —  $K = 0,45 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$

температуры при определенном давлении. Следовательно, достаточная теплопередача должна быть своевременно обеспечена. Наряду с диссоциацией газогидрата его насыщенность уменьшается, а эффективная проницаемость возрастает, что дополнительно приводит к увеличению областей с более низким давлением. Устойчивость добычи газа путем снижения давления зависит от насыщенности газогидрата и эффективной проницаемости. Вычислительные эксперименты для случая вертикальной скважины показали, что добиться какого-либо приемлемого дебита за счет понижения давления невозможно.

#### *Термическая стимуляция*

Термическая стимуляция означает повышение температуры газогидратных залежей путем закачки горячей воды или пара, электрического нагрева, микроволнового излучения [11, 12]. Локальная температура оказывается выше температуры фазового равновесия при локальном давлении с помощью термической стимуляции, что приводит к диссоциации локальных газогидратов. Существует три способа термической стимуляции, включая циркуляцию горячей воды [13], нагрев ствола скважины, и метод периодической закачки пара [14].

Перспективными способами добычи газа являются технологии, основанные

на применении горизонтальных скважин [15, 16]. Предлагается использовать двухустьевые многоствольные скважины для осуществления одновременно добычи газа из газогидратов и нагнетания в продуктивный пласт тепловых агентов (горячая вода/пар). Закачка термального агента обеспечивается по нагнетательным скважинам, а отбор разложившегося из гидратов газа по добывающим [15]. Предполагается создавать в залежи замкнутую циркуляционную систему горячего агента, который осуществляет прогрев пласта, необходимый для диссоциации газогидратов.

У данных термических методов разработки имеются недостатки. Образование газового пузыря при нагнетании теплоносителя в высоком темпе или применение взрывчатого носителя способствуют быстрому росту давления.

Необходимость соблюдать определенное соотношение между дебитом и тепловым потоком  $F = Q/W$  показана в работе [17]. Предполагается, что в начальный момент времени пласт имеет температуру  $T_0$  и давление  $P_0$ , связанные условием термодинамического равновесия, начальную водонасыщенность —  $s_0$  и гидратонасыщенность —  $v_0$ ,  $L_0 = T_0/P_0$ . Аналитическая зависимость между всеми параметрами, определяющими фронтной режим диссоциации гидрата, имеет вид [17]:

$$\left( \frac{Fq_h \rho_w \rho_h}{(\rho_{0g} \rho_w R L_0 + \rho_{0w} - \rho_w)} \right)^{\frac{\chi}{a-\chi}} = \pi m \rho_h v_0 q_h \frac{4}{W} \frac{\chi a}{a-\chi} \ln \left( \frac{Fq_h \rho_w \rho_h}{(\rho_{0g} \rho_w R L_0 + \rho_{0w} - \rho_w)} \right), \quad (1)$$

где  $m$  — пористость,  $\rho_w, \rho_h$  — плотность воды и гидрата,  $v$  — гидратонасыщенность,  $R$  — газовая постоянная,  $\rho_{0g}$  — эффективная плотность газа в объеме, занимаемом гидратом,  $\rho_{0w}$  — эффективная плотность  $H_2O$  в объеме, занимаемом гидратом,  $q_h$  — удельная теплота диссоциации гидрата;  $a$  — коэффициент температуропроводности,  $\chi$  — коэффициент пьезопроводности,  $W, Q$  — тепловой и объемный поток через границу скважины.

Зависимость (1) определяет области, при которых осуществляются три режима: 1) разложение гидрата в объеме (под кривой), 2) фронтовой режим (на кривой), 3) разложение гидрата на подвижной границе и образование его за фронтом в некотором объеме (над кривой) рис. 3.

Если соотношение между дебитом и тепловым потоком соответствует области над кривой (рис. 3) [17], то режим диссоциации в зоне объемных фазовых переходов меняется на режим образования газогидратов, характеризуется превалированием процесса теплопередачи и осуществляется при значительном тепловом потоке на скважине. Данный режим характерен для малопроницаемых пластов при небольшом дебите газа. Если за фронтом диссоциации газогидратов недостаточно воды для его вторичного образования, то рост давления может превысить горное. Соответственно, может произойти неуправляемый гидроразрыв пласта и нарушение его герметизации, что в свою очередь приведёт к неконтролируемым перетокам, к грифонам и так далее. Кроме того, газовый пузырь будет не сплошной, в эксплуатационные скважины будет поступать не чистый газ, а газожидкостная смесь.

#### *Закачка химического ингибитора*

Закачка химического ингибитора направлена на смещение кривой фазового равновесия на более высокое давление и более низкую температуру, в результате чего газогидраты становятся нестабильными в локальных термобарических условиях. Химические ингибиторы включают термодинамические ингибиторы и кинетические ингибиторы. Термодинамический ингибитор работает путем изменения условия равновесия газогидратов, в то время как кинетический ингибитор работает

путем замедления скорости образования газовых гидратов [18].

#### *Замещение $CO_2-CH_4$*

С 1980-х годов проводились исследования по использованию  $CO_2$  для получения  $CH_4$  из газогидратов метана. Общим убеждением является то, что  $CO_2$  не только работает на извлечение  $CH_4$  из газогидратов, но и образует газогидраты  $CO_2$  [12]. Термодинамическая осуществимость замены  $CO_2-CH_4$  была полностью доказана в многочисленных исследованиях [19].

С термодинамической точки зрения как чистые  $CO_2$ , так и молекулы  $CH_4$  обычно образуют *sI*-гидраты в соответствующих условиях, и энтальпия образования гидратов  $CO_2$  (около 57,98 кДж / моль) выше, чем у гидрата  $CH_4$  (около 54,49 кДж / моль). Это означает, что гидрат  $CO_2$  более устойчив, чем гидрат  $CH_4$ , при тех же условиях температуры и давления [20].

#### *Комбинированный метод*

Поскольку методы, описанные выше, имеют свои индивидуальные недостатки, такие как высокое потребление энергии, низкая газоотдача, низкая скорость добычи газа и экологические проблемы, комбинация этих методов рассматривается как наилучший метод повышения эффективности добычи газа. По сравнению с тепловой стимуляцией или понижением давления комбинированный метод, как доказано, более эффективен. Поэтому он постепенно привлекает все больше внимания.

Другой комбинированный метод представляет собой закачку химического ингибитора, сочетающуюся с термической стимуляцией, и его можно считать как закачку горячего раствора в присутствии химического ингибитора [21]. Комбинированный метод может эффективно предотвращать вторичное

образование газогидратов из-за снижения температуры, в то время как газогидрат диссоциирует химический ингибитор вместе с горячей водой и может легко протекать в более отдаленные области от скважины. Однако закачка химического ингибитора вызывает экологические проблемы.

### **Способы разработки газогидратных залежей с использованием геоприродных факторов**

Следующие методы состоят в использовании тепла термальных вод нижележащих горизонтов газогидратных месторождений для диссоциации природных газогидратов.

Гидротермальные ресурсы (тепло подземных вод) могут применяться как теплоносители при разработке газогидратных месторождений. Целесообразность использования термальных вод обусловлена экономическим эффектом, получаемым при сравнении с другими видами тепловых агентов или топлива. Стоимость, например, электроэнергии на геотермальных станциях Камчатки в 2–5 раз дешевле, чем на дизельных или угольных станциях. По предварительным оценкам на территории стран СНГ прогнозные запасы термальных вод с температурой 313–523 К (40–250 °С), минерализацией до 35 г/л и глубиной залегания до 3 000 м составляют 21–22 млн м<sup>3</sup>/сут, что эквивалентно сжиганию 30–40 млн т условного топлива в год. Освоение геотермальных ресурсов находится в начальной стадии (Камчатка, Кавказ, Западная Сибирь, Средняя Азия, Прибайкалье) [22, 23].

Изобретение [16] направлено на обеспечение интенсификации разработки газогидратных залежей, повышение газоотдачи пластов в масштабе целой залежи путем максимального её охвата по площади.

Способ осуществляется следующим образом: бурится перепускная скважина в центральной части газогидратной залежи до пласта с термальными пластовыми водами; под подошву газогидратной залежи бурят горизонтальную скважину, в которую подаётся термальная пластовая вода. Горизонтальная скважина пронизывает весь газогидратный пласт. От перепускной скважины в верхнюю часть газогидратной залежи бурят горизонтальную скважину с вертикальным отводом на поверхность. В результате воздействия термальной пластовой воды на газогидратную залежь выделяется газ, который отбирается из горизонтальной скважины и выпускается на поверхность через вертикальный отвод. При этом в горизонтальной скважине создаётся давление ниже давления образования гидратов газа, что способствует эффективному извлечению газа.

Добыча осуществляется через эксплуатационные и перепускные скважины газа с поддержанием давления и температуры в разрабатываемой залежи путем перепуска термальной высоконапорной пластовой воды из нижележащего горизонта в вышележащий.

Количество термальной пластовой воды, необходимое для обработки одного м<sup>3</sup> породы, равно:

$$Q_T = \frac{c_s (T_* - T_{пл}) + m s_h q_h}{0.7 C_T (T_0 - T_{пл})}, \quad (2)$$

где  $Q_T$  – дебит термальной пластовой воды;  $C_T$ ,  $T_0$  – теплоемкость и температура термальной пластовой воды.

Данный способ позволяет осуществлять эффективное тепловое воздействие на газогидратную залежь термальными водами с расширением зоны воздействия путем перепуска термальной воды в горизонтальные скважины,

расположенные ниже и внутри продуктивного пласта. При этом наблюдается эффект расширения объема пор и трещин. Диссоциация газогидратов достигается комбинированным тепловым и ингибирующим воздействием, вследствие чего происходит вытеснение газа под действием перепада давления при движении фронта газонасыщенной жидкости снизу вверх по всему массиву пласта. При этом увеличивается химическое и тепловое воздействие контактирующей поверхности минерализованной пластовой воды. Так, увеличение концентрации хлористого кальция в пластовой воде на 1% снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,5 °С, а пластовая вода с высокой степенью минерализации имеет теплоемкость значительно превышающую теплоемкость пресной воды.

В результате воздействия перечисленных факторов существенно повышается степень извлечения газа в масштабе целой залежи.

Например, для Лаявожского месторождения продуктивный пласт которого, возможно, содержит газогидратную залежь, теплоемкость породы составляет  $C_p = 600 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{°С}$ ;  $m = 0,2$ ;  $q_h = 1,25 \text{ ккал/м}^3$ ;  $s_h = 0,4$ ;  $T_0 = 90^\circ\text{С}$ ;  $T_{пл} = 0^\circ\text{С}$ ; теплоемкость термальной пластовой воды  $C_T = 1000 \text{ ккал/м}^3 \cdot \text{°С}$ . Согласно формуле (2) объем термальной воды  $Q_T = 0,178 \text{ м}^3$  т.е. для осуществления способа по предлагаемому изобретению необходимо на каждый  $1 \text{ м}^3$  породы примерно  $0,178 \text{ м}^3$  термальной пластовой воды.

**Обоснование эффективности использования погружной насосной установки с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине**

Добыча газа из гидратов в пористых средах вызывает увеличение объема

жидкости, течение газа и воды, изменения пористости и проницаемости, миграцию мелкозернистых отложений. Эти процессы могут вызывать скопление жидкости, засорение пласта, вынос песка, замедление и низкую эффективность добычи газа [24].

На канадском месторождении Маллик [25] испытание скважин было прекращено из-за выноса песка, но возобновлено после того, как система заканчивания скважин была переработана для контроля за выносом песка.

При испытании добычи газогидратов в японском Нанкай наблюдался значительный вынос песка. Вынос песка создает проблемы с добычей газа, когда неуплотненные пески вместе с водой и газом попадают в ствол скважины.

Газогидратная структурно-поисковая скважина Mount Elbert была пробурена в феврале 2007 года с отбором керна в перспективную газогидратную толщу пород до глубины (абс.) 700 м. на основании интерпретации сейсмических данных в районе Северного Склона Аляски [26]. Среди ключевых целей проекта было получение различного рода данных для планирования долгосрочных испытаний по добыче газа из газогидратных месторождений. Помимо керновых и каротажных исследований были проведены гидродинамические исследования в открытом стволе с использованием модульного динамического пластоиспытателя компании Шлюмберге (MDT) [27].

Отбор пластовой воды во время первого периода притока указывает на способность фильтрации остаточной воды в гидратонасыщенных пористых средах. По оценкам насыщенность подвижной воды составила примерно 15%. Исследования показали, что отбор воды является необходимым условием для снижения давления в гидратосодержащем пласте, который не находится

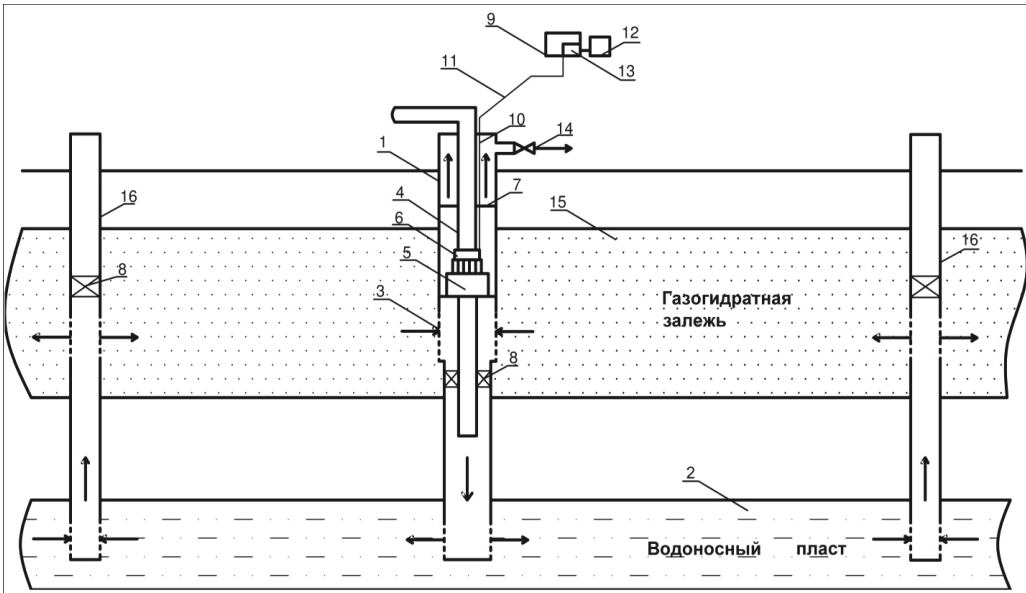
в контакте с подстилающей свободной водой или газом. Из формул притока флюида из газогидратной скважины [17] также следует, что отбор водной фазы существенно снижает давление.

Поэтому предлагаем способы разработки [28, 29] с использованием погружной насосной установки с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине [30].

Способ разработки газогидратной залежи [28] заключается в бурении основной скважины со вскрытием продуктивного пласта и нижележащего водоносного пласта. Скважину перфорируют в зоне продуктивного пласта и нижележащего водоносного пласта, затем осуществляют спуск в основную скважину насосно-компрессорных труб

с погружной насосной установкой. Отбор газожидкостной смеси производят на границе газовойдыного контакта продуктивного пласта с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине. Причем добычу газа осуществляют по затрубному пространству, а жидкости с растворенным газом по насосно-компрессорным трубам, которую с помощью погружной насосной установки закачивают в нижележащий водоносный пласт (рис. 4).

Следует отметить, что при данном способе разработки неизбежно снижение температуры на забое скважины вследствие как диссоциации газогидратов, происходящей с поглощением большого количества тепла, так и процесса дросселирования газа в приза-



**Рис. 4. Схема разработки с использованием погружной насосной установки:** 1 – скважина, 2 – водоносный пласт, 3 – перфорационное отверстие, 4 – насосно-компрессорная труба, 5 – насосная установка, 6 – погружной электродвигатель, 7 – динамический уровень, 8 – пакер, 9 – станция управления, 10 – внутрискважинный кабель, 11 – поверхностный кабель, 12 – трансформатор, 13 – частичный преобразователь, 14 – шлейф, 15 – продуктивный пласт, 16 – перепускная скважина

**Fig. 4. Development scheme using a submersible pumping unit:** 1 – well, 2 – aquifer, 3 – perforation, 4 – tubing, 5 – pumping unit, 6 – submersible electric motor, 7 – dynamic level, 8 – packer, 9 – control station, 10 – downhole cable, 11 – surface cable, 12 – transformer, 13 – partial transformer, 14 – loop, 15 – productive formation, 16 – bypass well

бойной зоне пласта, дополнительно приводящего к снижению температуры и к образованию вторичных газогидратов. К недостаткам метода следует также отнести низкую приемистость водоносного пласта, из которого ничего не отбирается, и отсутствие приемистости через небольшой промежуток времени. Данный способ разработки может осуществляться непродолжительное время и может не оправдать затраты на погружную насосную установку.

Поэтому предлагается усовершенствовать данный способ следующим образом [29] (рис. 4).

Бурится скважина 1 со вскрытием нижележащего водоносного пласта 2. В пробуренной скважине 1 осуществляют перфорацию 3 в зоне водоносного пласта 2 и в зоне продуктивного пласта 15. На насосно-компрессорных трубах 4 опускают насосную установку 5 с погружным электродвигателем 6 ниже динамического уровня 7. Устанавливают пакер 8 между продуктивным пластом 15 и водоносным пластом 2. Связь погружного электродвигателя 6 со станцией управления 9 осуществляют с помощью внутрискважинного кабеля 10 и поверхностного кабеля 11. Управление работой погружного электродвигателя 6 осуществляют с помощью трансформатора 12 и частотного преобразователя 13.

Посредством насосной установки 5 производят отбор газожидкостной смеси. В результате отбора газожидкостной смеси пластовое давление в призабойной зоне газогидратного пласта 15 снижается, начинается процесс диссоциации газогидратов.

Разделение газожидкостной смеси происходит в скважине 1 и осуществляется посредством газосепаратора, входящего в состав погружной насосной установки 5. Далее газ по затру-

бью скважины поступает на поверхность в шлейф 14 и далее на установку подготовки газа и к потребителю, а воду после разделения газожидкостной смеси с помощью погружной насосной установки 5 закачивают в нижележащий водоносный пласт 2 (рис.4).

Кроме того, по периферии залежи бурятся перепускные скважины 16 в породе до пласта 2 с термальными водами, нижележащего относительно газогидратной залежи, для поддержания давления в разрабатываемой залежи и обеспечения приемистости водоносного пласта путем перепуска термальной пластовой воды из нижележащего горизонта в вышележащий.

Технический результат достигается за счет снижения давления в призабойной зоне отбором воды, исключения подъема пластовой воды на поверхность, обеспечения приемистости водоносного пласта, циркуляции термальной пластовой воды между водоносным и продуктивным пластом. Поскольку вода закачивается в ниже лежащий пласт, то решается не только проблема утилизации воды, но и **выноса песка** с забойной зоны в ниже лежащий пласт.

### **Заключение**

Выбор того или иного подхода к разработке газогидратных залежей зависит от конкретных геолого-физических условий. Отбор контактирующих с газогидратами флюидов приводит к снижению внутривыводного давления и нарушению равновесных условий гидратообразования.

Если газогидратный пласт не находится в контакте с подстилающей свободной водой или газом, тогда отбор воды является необходимым условием для снижения давления в гидратосодержащем пласте и, соответственно, диссоциации газового гидрата. Эти выводы подтверждаются гидродина-

мическими исследованиями на структурно-поисковой скважине Mount Elbert в районе Северного Склона Аляски, где наличие природного гидрата было подтверждено отбором керна.

Из математического моделирования неизотермического притока пластовых флюидов к скважине из газогидратонасыщенного пласта также следует, что отбор водной фазы существенно снижает давление.

Любой способ разработки газогидратных залежей сопровождается увеличением объема воды, миграцией мелкозернистых отложений, а это, в свою очередь, приводит к снижению проницаемости и пористости пласта, засорению пласта, выносу песка и, в результате, замедлению и низкой эффективности добычи газа. При достижении водой определенного уровня происходит самозадавливание скважин водой и выбывание скважин из эксплуатации.

Для исключения перечисленных осложнений предлагается способ разработки с использованием погружной

насосной установки с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине [29].

Производительность выбранного насоса позволяет постоянно удалять воду из скважины и снижать давление в призабойной зоне пласта, обеспечивающее диссоциацию гидратов. При этих условиях поступление газа в скважину будет происходить постоянно без риска образования вторичных гидратов до величины газонасыщенности в пласте 5–10%, когда фазовая проницаемость для газа будет равна нулю. Общий отбор газа из газогидратного пласта составит при этом 90–95%. Перепускные скважины обеспечат проницаемость водоносного пласта путем перепуска термальной пластовой воды из нижележащего горизонта в вышележащий.

Предлагаемый способ способствует разложению газогидратов за счет не только снижения давления на забое скважины в процессе отбора газожидкостной смеси, но и теплового и ингибирующего воздействия термальных вод.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Макогон Ю. Ф.* Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал, 2003. — Т. XLVII. — №3. — С. 70–79.
2. *Чувиллин Е. М., Давлетшина Д. А., Лупачик М. В.* Гидратообразование в мерзлых и оттаивающих метанонасыщенных породах // Криосфера Земли, 2019. Т. XXIII. № 2. — С. 50–61
3. *Давлетшина Д. А., Чувиллин Е. М.* Экспериментальная оценка возможности гидратообразования в тонкодисперсных грунтах при отрицательных температурах // Криосфера Земли, 2020. Т. XXIV. № 4. — С. 25–33.
4. *Chen L., Feng Y. C., Okajima J., Komiya A., Maruyama S., 2018.* Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 53, 55–66.
5. *Chen L., Feng Y. C., Kogawa T., Okajima J., Komiya A., Maruyama S., 2017.* Construction and simulation of reservoir scale layered model for production and utilization of methane hydrate: the case of Nankai Trough Japan. *Energy* 143, 128–140.
6. *Boswell R., Schoderbek D., Collett T. S., Ohtsuki et al.* 2017. The Iñgnik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implications for CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> exchange in gas hydrate reservoirs. *Energy Fuels* 31, 140–153.
7. *Hunter R. B., Collett T. S., Boswell R. M. et al.* 2011. Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: overview of scientific and technical program. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 28 (2), p. 295–310.

8. *Collett T., Ginsburg G.* Gas hydrates in the Messoyakha gas field of the west Siberian basin – a re-examination of the geologic evidence. *Int Offshore Polar E* 1997;96–103.
9. *Васильева З. А., Джафаров Д. С., Аметова Т. А.* Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне // *Криосфера Земли*, 2011. Т. XV. № 1. – С. 61–67.
10. *Васильева З. А.* Техногенные выбросы углеводородов при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов / *З. А. Васильева, А. В. Родичкин* // *Актуальные проблемы нефти и газа – Вып. 4(23)*. – 2018.
11. *Yamamoto K., Kanno T., Wang X. X., Tamaki M., Fujii T., Chee S. S., Wang X. W., Pimenov V., Shako V.*, 2017. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation. *RSC Adv*, 7, 5554–5577.
12. *Chen Z., Feng J., Li X. et al.* 2014. Preparation of warm brine in situ seafloor based on the hydrate process for marine gas hydrate thermal stimulation. *Ind Eng Chem Res*; 53:14142–57.
13. *Jiang G., Sun J., Ning F., Zhang L.*, 2014. The effect of thermal properties of sediments on the gas production from hydrate reservoirs by depressurization and thermal stimulation. *Procedia Eng*. 73, 326–336.
14. *Li X., Wang Y., Duan L., Li G. et al.* Experimental investigation into methane hydrate production during three-dimensional thermal huff and puff. *Appl Energy* 2012; 94: 48–57.
15. Патент RU2211319, приоритет от 21.03.2002, зарегистрирован 27.08.2003. Кульчицкий В. В., Басниев К. С. Способ разработки месторождений углеводородов.
16. Патент RU2250365. Способ разработки газогидратной залежи Буслаев В. Ф., Васильева З. А., Шаровар И. И. Оpubл. 26.05.2003.
17. *Васильева З. А., Джафаров Д. С.* Объемная модель диссоциации газовых гидратов в природных пластах // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 2015. № 7. – С. 36–41.
18. *Babae, S., Hashemi, H., Javanmardi, J.*, et al. Thermodynamic model for prediction of phase equilibria of clathrate hydrates of hydrogen with different alkanes, alkenes, alkynes, cycloalkanes or cycloalkene. *Fluid Phase Equilib* 2012; 336:71–8.12.
19. *Seo, Y., Lee, S., Lee, J.* Experimental verification of methane replacement in gas hydrates by carbon dioxide. *Chem Engineer Trans* 2013; 32: 163–8.
20. *Boswell, R., Schoderbek, D., Collett, T. S., Ohtsuki, S., White, M., Anderson, B. J.*, 2017. The Iñik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implications for CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> exchange in gas hydrate reservoirs. *Energy Fuels* 31, 140–153.
21. *Li, X., Wan, L., Li, G., Li, Q., Chen, Z., Yan, K.* Experimental investigation into the production behavior of methane hydrate in porous sediment with hot brine stimulation. *Ind Eng Chem Res* 2008;47:9696–702.
22. *Гордеев П. В., Шемелина В. А., Шулякова О. К.* Гидрогеология. – М.: Высш. шк. – 1990. – 448 с.
23. *Дворов И. М.* Глубинное тепло Земли. – М.: Наука. – 1972. – 207 с.
24. *Jung, J., Jang, J., Santamarina, J.*, et al. Gas production from hydrate-bearing sediments: the role of fine particles. *Energy Fuels* 2011; 26: 480–7.
25. *Henninges, J., Huenges, E., Burkhardt, H.* In situ thermal conductivity of gashydrate-bearing sediments of the Mallik 5L-38 well. *J Geophys Res – Sol Earth* 2005:110.
26. *Boswell, R., Rose, K., Collett, T. S.*, et al., 2011. Geologic controls on gas hydrate occurrence in the Mount Elbert prospect, Alaska North Slope. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 28 (2), pp. 589–607.
27. *Lee, M. W., Collett, T. S.*, 2011. In-situ gas hydrate saturations estimated from various well logs at the Mount Elbert Well, Alaska North Slope. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 28 (2), pp. 439–449.
28. Патент RU2438009. Способ разработки газогидратных месторождений. Дроздов А. Н., Васильева З. А., Булатов Г. Г., Сливкова Д. Ф. 04.05.2010.

29. Патент RU26026021. Способ разработки газогидратных месторождений. Калинин В. Ю., Васильева З. А., Якушев В. С. 07.11.2015.

30. Дроздов А. Н. Влияние свободного газа на характеристики глубинных насосов // Нефтяное хозяйство. — 2003. — № 1. — С. 68–70. **ИТАБ**

## REFERENCES

1. Makogon Yu. F. Vliyanie svobodnogo gaza na harakteristiki glubinnyh nasosov. *Rossijskij himicheskij zhurnal*, 2003. T. XLVII. no.3. S. 70–79. [In Russ]

2. Chuvilin E. M., Davletshina D. A., Lupachik M. V. Hydrate formation in frozen and thawing methane-saturated rocks. *Kriosfera Zemli*, 2019. T. XXIII. no. 2. pp. 50–61 [In Russ]

3. Davletshina D. A., Chuvilin E. M. Experimental assessment of the possibility of hydrate formation in finely dispersed soils at negative temperatures. *Kriosfera Zemli*, 2020. T. XXIV. no. 4. pp. 25–33. [In Russ]

4. Chen L., Feng Y. C., Okajima J., Komiya A., Maruyama S., 2018. Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 53, 55–66.

5. Chen L., Feng Y. C., Kogawa T., Okajima J., Komiya A., Maruyama S., 2017. Construction and simulation of reservoir scale layered model for production and utilization of methane hydrate: the case of Nankai Trough Japan. *Energy* 143, 128–140.

6. Boswell R., Schoderbek D., Collett T. S., Ohtsuki et al. 2017. The Ignik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implications for CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> exchange in gas hydrate reservoirs. *Energy Fuels* 31, 140–153.

7. Hunter R. B., Collett T. S., Boswell R. M. et al. 2011. Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: overview of scientific and technical program. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 28 (2), p. 295–310.

8. Collett T., Ginsburg G. Gas hydrates in the Messoyakha gas field of the west Siberian basin: a re-examination of the geologic evidence. *Int Offshore Polar E* 1997:96–103.

9. Vasil'eva Z. A., Dzhafarov D. S., Ametova T. A. Kosvennyye tekhnogennyye priznaki indikatsii gazogidratov v kriolitozone. *Kriosfera Zemli*, 2011. T. XV. no. 1. pp. 61–67. [In Russ]

10. Vasil'eva Z. A., Rodichkin A. V. Technogenic emissions of hydrocarbons during penetration of permafrost and gas-hydrate-containing layers. *Aktual'nye problemy nefti i gaza*. Vyp. 4(23). 2018. [In Russ]

11. Yamamoto K., Kanno T., Wang X. X., Tamaki M., Fujii T., Chee S. S., Wang X. W., Pimenov V., Shako V., 2017. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation. *RSC Adv.* 7, 5554–5577.

12. Chen Z., Feng J., Li X. et al. 2014. Preparation of warm brine in situ seafloor based on the hydrate process for marine gas hydrate thermal stimulation. *Ind Eng Chem Res*; 53:14142–57.

13. Jiang G., Sun J., Ning F., Zhang L., 2014. The effect of thermal properties of sediments on the gas production from hydrate reservoirs by depressurization and thermal stimulation. *Procedia Eng.* 73, 326–336.

14. Li X., Wang Y., Duan L., Li G. et al. Experimental investigation into methane hydrate production during three-dimensional thermal huff and puff. *Appl Energy* 2012; 94: 48–57.

15. *Patent RU2211319*, prioritet ot 21.03.2002, zaregistrirovan 27.08.2003. Kul'chickij V. V., Basniev K. S. Sposob razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov. [In Russ]

16. *Patent RU2250365*. Sposob razrabotki gazogidratnoj zalezhi Buslaev V. F., Vasil'eva Z. A., Sharovar I. I. Opubl. 26.05.2003. [In Russ]

17. Vasil'eva Z. A., Dzhafarov D. S. Volumetric model of dissociation of gas hydrates in natural formations. *Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2015. no. 7. S. 36 – 41. [In Russ]
18. Babae, S., Hashemi, H., Javanmardi, J., et al. Thermodynamic model for prediction of phase equilibria of clathrate hydrates of hydrogen with different alkanes, alkenes, alkynes, cycloalkanes or cycloalkene. *Fluid Phase Equilib* 2012; 336:71–8.12.
19. Seo, Y., Lee, S., Lee, J. Experimental verification of methane replacement in gas hydrates by carbon dioxide. *Chem Engineer Trans* 2013; 32: 163–8.
20. Boswell, R., Schoderbek, D., Collett, T. S., Ohtsuki, S., White, M., Anderson, B. J., 2017. The Iġnik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implications for CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> exchange in gas hydrate reservoirs. *Energy Fuels* 31, 140 – 153.
21. Li, X., Wan, L., Li, G., Li, Q., Chen, Z., Yan, K. Experimental investigation into the production behavior of methane hydrate in porous sediment with hot brine stimulation. *Ind Eng Chem Res* 2008;47:9696–702.
22. Gordeev P. V., Shemelina V. A., Shulyakova O. K. *Gidrogeologiya* [Hydrogeology]. Moscow: Vyssh. shk. 1990. 448 p. [In Russ]
23. Dvorov I. M. *Glubinnoe teplo Zemli* [Deep warmth of the Earth]. Moscow: Nauka. 1972. 207 p. [In Russ]
24. Jung, J., Jang, J., Santamarina, J., et al. Gas production from hydrate-bearing sediments: the role of fine particles. *Energy Fuels* 2011; 26: 480–7.
25. Hennings, J., Huenges, E., Burkhardt, H. In situ thermal conductivity of gashydrate-bearing sediments of the Mallik 5L-38 well. *J Geophys Res Sol Earth* 2005:110.
26. Boswell, R., Rose, K., Collett, T. S., et al., 2011. Geologic controls on gas hydrate occurrence in the Mount Elbert prospect, Alaska North Slope. *Journal of Marine and Petroleum Geology*. 28 (2), pp. 589 – 607.
27. Lee, M. W., Collett, T. S., 2011. In-situ gas hydrate saturations estimated from various well logs at the Mount Elbert Well, Alaska North Slope. *Journal of Marine and Petroleum Geology*. 28 (2), pp. 439 – 449.
28. *Patent RU2438009*. Sposob razrabotki gazogidratnyh mestorozhdenij. Drozdov A. N., Vasil'eva Z. A., Bulatov G. G., Slivkova D. F. 04.05.2010. [In Russ]
29. *Patent RU26026021*. Sposob razrabotki gazogidratnyh mestorozhdenij. Kalinchuk V. Yu., Vasil'eva Z. A., Yakushev V. S. 07.11.2015. [In Russ]
30. Drozdov A. N. Influence of free gas on the characteristics of deep pumps. *Neftyanoe hozyajstvo*. 2003. no. 1. P. 68–70. [In Russ]

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

*Васильева Зоя Алексеевна* — доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, zoyavac@gmail.com.

## INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

*Vasilyeva Z. A.*, Associate Professor Gas Production Department, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia, zoyavac@gmail.com.

Получена редакцией 23.11.2020; получена после рецензии 29.01.2021; принята к печати 10.02.2021.

Received by the editors 23.11.2020; received after the review 29.01.2021; accepted for printing 10.02.2021.

