

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ  
ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ РЕЖИМЕ

Гелдимуратов А.Г.<sup>1</sup>, Лурьева И.И.<sup>2</sup>, Ишангулыев Г.А.<sup>1</sup>, Лурьев И.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан

<sup>2</sup>Научно-исследовательский институт природного газа при ГК «Туркменгаз»,  
Ашхабад, Туркменистан

TECHNOLOGICAL BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS DEPOSITS IN A COMBINED MODE

Geldimuradov A.G.<sup>1</sup>, Luryeva I.I.<sup>2</sup>, Ishangulyyev G.A.<sup>1</sup>, Luryev I.V.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Yagshygeldi Kakayev International Oil and Gas University, Ashgabat, Turkmenistan: [ilyaluryev.edu@gmail.com](mailto:ilyaluryev.edu@gmail.com)

<sup>2</sup>Scientific-research Institute of Natural Gas under SC "Turkmengas", Ashgabat, Turkmenistan

**Keywords:** gas deposit, water drive mode, combined mode

**Summary.** The combined operation mode of deposits allows combining the advantages of gas and water-driven modes. This is an artificial mode that makes it possible to control the development of a field in a water-driven mode with an increase in the final gas recovery coefficient by preventing selective flooding of the drained zone of the field. A technology for creating a combined regime in a flooded gas reservoir is proposed, the physicochemical foundations of the process are investigated, and criteria for the applicability of the technology are identified. An algorithm for calculating the technological indicators of the development of a gas deposit in a combined mode has been compiled. According to the proposed algorithm, in a one-dimensional setting, the processes that can occur during the development of a gas deposit were modelled, according to the characteristics of the productive reservoir, water system, as well as the composition and properties of gas and water, similar to a real field.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

**Введение**

Сама природа формирования газовой залежи за счет напора краевых или подошвенных пластовых подразумевает проявление водонапорного режима на любой стадии разработки. Этот процесс зависит от многих факторов: размеров и активности водонапорного бассейна, фазовых проницаемостей для газа и воды, темпов отбора газа и т.д. После начала внедрения пластовой воды в газовую залежь управлять процессом обводнения только регулируя дебиты скважин практически невозможно. Обводнение скважин приводит к быстрому сокращению эксплуатационного фонда, большому количеству добываемой высокоминерализованной воды и, как следствие, к низким коэффициентам газоотдачи.

В то же время, у водонапорного режима есть неоспоримое преимущество – поддержание пластового давления за счет замещения газа водой. Искусственно создаваемый комбинированный режим позволяет использовать преимущества водонапорного режима и нивелировать его недостатки за счет предотвращения избирательного обводнения дренируемой части газовой залежи.

**Метод**

Сущность технологии организации комбинированного режима (Лурьева и др., 1996) заключается в следующем. Часть добывающих скважин временно переводят в нагнетательные для закачки химреагента, формируют зону с поровой насыщенностью, обеспечивающей неподвижность химреагента в этой зоне. Химреагент при контакте с пластовой водой образует нерастворимый осадок, препятствующий дальнейшему продвижению пластовой воды в газовую залежь. В качестве химреагента используют 10 %-ный раствор гипана (гидролизированный полиакрилонитрил).

Рассмотрим круговую газовую залежь:

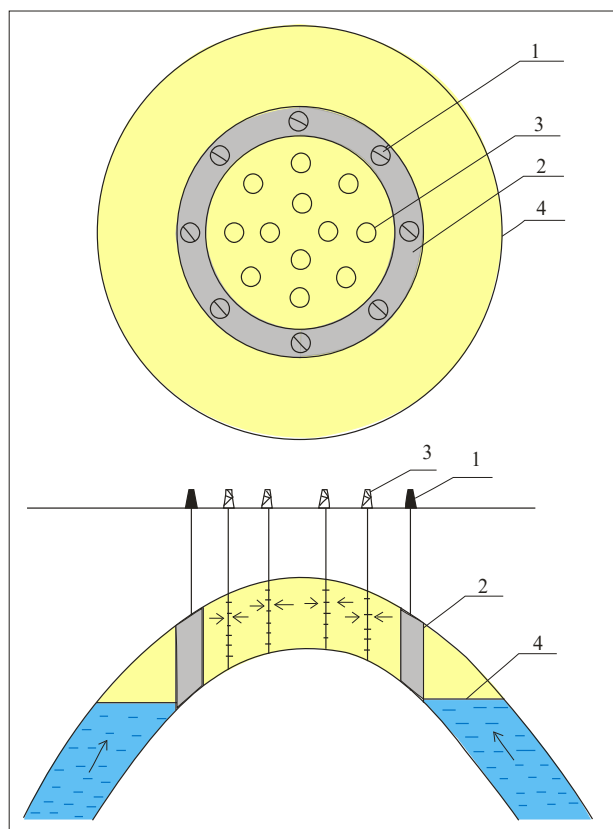


Схема осуществления технологии для создания комбинированного режима: 1 – нагнетательные скважины; 2 – загряздающая зона с химреагентом; 3 – добывающие скважины; 4 – начальный ГВК

В начальный период осуществляется отбор газа через добывающие скважины 1 и 3. В процессе разработки месторождения изменяется начальное положение газовой воды контакта 4. При появлении признаков избирательного обводнения залежи по пьезометрическим скважинам определяют начало внедрения пластовой воды, после чего приступают к образованию загряздающей зоны 2 шириной 0.1 км. Для этого скважины 1 наружного ряда, расположенные по окружности, временно переводят в нагнетательные и с их помощью закачивают 10 %-ный раствор гипана. Раствор закачивают до насыщенности порового пространства, обеспечивающей его неподвижность в зоне закачки.

Нагнетаемый раствор начинает передвигаться по направлениям, определённым зонами пониженного давления и путями наименьшего сопротивления. Зонами пониженного давления являются забои эксплуатирующихся скважин. Поэтому нами рекомендуется нагнетать гипан последовательно по скважинам, предназначенным для закачки химического реагента, с целью создания непрерывного кольца из химреагента.

Пути наименьшего сопротивления создаются условиями самого пласта и явлениями, сопровождающими движение химического реагента. Для образования пути наименьшего сопротивления нами предлагается применять горизонтальное бурение скважин, предназначенных для нагнетания химического реагента.

Наиболее удовлетворяющим условием для образования эффективного физико-химического барьера на пути движения краевых вод является батарейное размещение скважин, предназначенных для нагнетания химического реагента.

Выбор нагнетательных скважин производится, исходя из следующих требований:

- вскрытие скважиной только данного эксплуатационного объекта при надёжной изоляции всех вышележащих проницаемых коллекторов;
- герметичность крепления скважины (колонна, цементное кольцо), устраняющая возможность утечек и потерь химического реагента;
- отсутствие загрязнённости призабойной зоны скважины, не поддающейся легкой очистке;
- расстояние нагнетательных скважин друг от друга – не более 250-400 м.

Нагнетание начинают с небольших объёмов газа. Химический реагент подается в скважину порциями (попеременно с газом). При этом давление нагнетания следует создавать выше пластового давления не более чем на 10-15 %.

Действие заграждающей зоны 2 начинается при её контакте с внедряющейся пластовой водой, так как образующийся при этом продукт коагуляции, являясь нерастворимым в воде, перекрывает поры и микротрещины пласта, что препятствует дальнейшему продвижению пластовой воды в залежь и сохраняет скважины 3 в "сухой" зоне. В результате химической реакции между гипаном и ионами кальция в пластовой воде, образуется гель концентрацией  $q$  и создаются условия для осуществления комбинированного режима эксплуатации газовой залежи, так как искусственный гелевый барьер препятствует дальнейшему поступлению в залежь пластовой воды. Таким образом, разработка газовой залежи будет продолжаться при газовом режиме, а не при водонапорном.

Преимуществом этой технологии является возможность нагнетания химического реагента заранее, на наиболее опасных направлениях внедрения воды, не определяя текущее положение газовой залежи, возможность эксплуатировать нагнетательные скважины как добывающие и после закачки химического реагента.

При использовании предлагаемой технологии разработки методика прогнозирования показателей сводится к следующему алгоритму:

- расчёт показателей разработки при газовом режиме до начала проявления водонапорного режима под действием естественного начального градиента давления;
- расчёт показателей разработки при водонапорном режиме;
- расчёт параметров образования барьера для пластовой воды (объём закачиваемого в пласт раствора гипана, скорость его фильтрации, распределение концентрации гипана в пласте, скорость фронта сорбции гипана, ширина образующегося физико-химического барьера, изменение концентрации ионов поливалентных металлов в пластовой воде, динамика концентрации геля во времени и т.д.);
- расчёт показателей разработки при газовом режиме после искусственного прекращения влияния водонапорного режима, то есть после остановки внедрения пластовой воды на контакте с раствором гипана.

Наибольший интерес представляет расчёт параметров образования искусственного физико-химического барьера. Моделирование происходящих при этом процессов в одномерной постановке осуществляется на основе решения системы (1)-(3):

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial c}{\partial t} + u \frac{\partial c}{\partial x} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} = KC^n, n \geq 0, \quad (2)$$

где  $q$  – концентрация вещества, получающегося в результате химической реакции;  $t$  – время;  $C$  – концентрация вещества, растворённого в пластовой воде (ионов кальция);  $u$  – скорость фильтрации пластовой воды;  $K$  – константа скорости химической реакции.

Начальные и граничные условия системы (1)-(2):

$$C(x, 0) = 0; \quad q(x, 0) = 0; \quad C(0, t) = C_0, \quad (3)$$

то есть в начальный момент времени  $t=0$  в полупространстве  $x>0$  пластовой воды нет, а на границе  $x=0$  концентрация ионов кальция равна  $C_0$ .

### Обсуждение результатов

По предложенному алгоритму в одномерной постановке были смоделированы процессы, которые могут происходить при разработке газовой залежи по характеристикам продуктивного пласта, водонапорной системы, а также составу и свойствам газа и воды, сходной с месторождением Учаджи (Лурьева, 2014), при водонапорном (ВНР) и комбинированном (КР) режимах эксплуатации.

Для создания в пласте барьера из 10% раствора гипана, шириной 100 м потребуется 6.9 млн. м<sup>3</sup> раствора, который необходимо нагнетать в пласт в течение 31 суток. При контакте ионов кальция в пластовой воде с раствором гипана за 37 суток образуется гелевый барьер. За это время концентрация геля достигнет максимального значения 19.5%, а концентрация ионов кальция в зоне контакта будет

стремиться к нулю. Завышенная ширина химически активной гипановой зоны обеспечит также повторное образование гелевого барьера в случае прорыва его под напором пластовых вод на предыдущем месте контакта. Следовательно, можно утверждать, что после создания гелевого барьера до конца рассматриваемого периода разработки месторождения, подобного Учаджи, при КР не будет наблюдаться внедрение пластовых вод.

### **Выводы**

Сравнение прогнозных показателей при ВНР и КР доказывает преимущества искусственно созданного режима. При комбинированном режиме сохраняется максимальное количество эксплуатационных скважин, накопленная добыча газа выше на 5.51 млрд. м<sup>3</sup>, чем при ВНР. Суммарное количество внедрившейся пластовой воды при КР на 20.6 млн.м<sup>3</sup> меньше, чем при ВНР.

Эти факторы способствуют увеличению коэффициента конечной газоотдачи при КР за счёт предотвращения избирательного обводнения залежи и отсутствия заземленных целиков газа в обводнённой части пласта. При этом также снижаются затраты на эксплуатацию обводнённых скважин, утилизацию пластовых вод и не нарушается экологический баланс в окружающей среде (Лурьева, 2015).

Предложенные технологию регулирования обводнения продуктивного горизонта пластовыми водами с помощью создания комбинированного режима, вычислительную модель и методику подготовки исходных данных можно использовать для подобных газовых месторождений. Основным критерием применимости является отсутствие в газе сероводорода и конденсата, зон с резко выраженной неоднородностью по проницаемости, а также наличие в качестве фактора, осложняющего процесс разработки, только активного проявления водонапорного режима.

### **ЛИТЕРАТУРА**

- Лурьева И.И. Современные методы регулирования обводнения газовых месторождений. Efektivni nástroje modernich věd-2014. Díl 33, Technické vědy. Publishing House "Education and Science" s.r.o. Praha, 2014, с. 3-8.
- Лурьева И.И. Способы снижения техногенного воздействия разработки газовых месторождений на окружающую среду. Анализ, прогноз и управление природными рисками в современном мире: материалы 9-й Международной научно-практической конференции «ГЕОРИСК-2015» (14-15 октября 2015 г.): в 2 т. Т.2 2015, с. 240-245.
- Лурьева И.И., Мурадов А.Н., Эседулаев Р., Аннамухамедов Д. Способ разработки газового месторождения при водонапорном режиме. 1996. Патент РФ № 2070281.

### **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ РЕЖИМЕ**

**Гелдимуратов А.Г.<sup>1</sup>, Лурьева И.И.<sup>2</sup>, Ишангулыев Г.А.<sup>1</sup>, Лурьев И.В.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан

<sup>2</sup>Научно-исследовательский институт природного газа при ГК «Туркменгаз», Ашхабад, Туркменистан

**Резюме.** Комбинированный режим эксплуатации залежей позволяет сочетать преимущества газового и водонапорного режимов. Это искусственный режим, который дает возможность регулирования разработки месторождения при водонапорном режиме с повышением коэффициента конечной газоотдачи за счёт предотвращения избирательного обводнения дренируемой зоны месторождения. Предложена технология создания комбинированного режима в обводнённой газовой залежи, исследованы физико-химические основы процесса, выявлены критерии применимости технологии. Составлен алгоритм расчета технологических показателей разработки газовой залежи при комбинированном режиме. По предложенному алгоритму в одномерной постановке были смоделированы процессы, которые могут происходить при разработке газовой залежи, по характеристикам продуктивного пласта, водонапорной системы, а также составу и свойствам газа и воды, сходным с реальным месторождением.

**Ключевые слова:** газовая залежь, водонапорный режим, комбинированный режим