

**ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ
ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ****Geotechnological features of gas wells exploitation in non-consolidate porous formations**

Developments tension and deformation of non-consolidate porous formation made possible to give some recommendations for basis choice of optimal condition of exploitation gas deposits and underground gas storages in connection with gas recovery from wells, rheological characteristics of reservoir rocks, fluid-saturation of porous media and others.

Obtained results, have been offered new technological processes of physical-chemical affect on formation due to gas recovery intensification

А.Г. Латыпов
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет

Опыт эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) показывает, что в пластах-коллекторах, сложенных слабоцементированными песчаниками, в процессе скважинной добычи продукции наблюдаются явления суффозии пласта, которые существенно ограничивают технологический режим работы скважин, являются причиной возникновения аварийных ситуаций в системе сбора и подготовки газа [1]. Поэтому актуальной задачей, связанной с повышением эффективности эксплуатации таких объектов, следует считать определение геотехнологических факторов, которые влияют на напряженно-деформированное состояние (НДС) пористой структуры пласта-коллектора, в т.ч. выявление возможностей активного регулирования ими.

Отмеченная задача важна и для условий эксплуатации цементированных пластов-коллекторов, т.к. эволюция НДС пласта при его разработке неизбежно связана с явлениями, при которых происходят изменения поля давлений, насыщенности пористой среды флюидами, физико-химические превращения на границе раздела фаз и т.д., оказывающие влияние на прочностные характеристики пласта и, как следствие, являющиеся причиной развития в дальнейшем процессов его суффозии.

В связи с поставленной задачей существенно важно определить условия формирования НДС пласта-коллектора аналитическим путем с использованием представлений механики деформируемого твердого тела. Оценка и обобщение результатов исследования математической модели НДС пласта-коллектора

позволит прогнозировать его прочностные характеристики при различных режимах эксплуатации, связанных с добычей флюидов, обеспечит выбор наиболее предпочтительных направлений проведения геотехнологических мероприятий для ограничения процессов суффозии пласта.

Известно [2], что напряжения, возникающие в пористой структуре пласта-коллектора при фильтрации флюида, разделяются на напряжения, которые обусловлены действием градиента давления и напряжения, которые обязаны действию горного и пластового давлений. С учетом этих представлений и решения задачи о распределении напряжений при фильтрации в призабойной зоне пласта проведен расчет устойчивости на разрушение горной выработки типа скважины.

Экспериментально установлено, что разрушение горной породы в большей мере определяется действием касательных напряжений и по этой причине во всех теориях прочности полагается, что разрушение горной породы происходит при достижении касательными напряжениями какого-то предельного значения. Для горных пород наибольшее распространение получили теории прочности Кулона и Мора [3-4]. В случае нецементированных песчаников эти теории совпадают и дают одинаковый критерий:

$$\tau = \sigma \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где τ — касательное напряжение на некоторой площадке;

σ — нормальное к этой площадке напряжение;

φ — угол внутреннего трения.

скважины при последующей ее эксплуатации снижается (табл. 2).

Таким образом, наблюдается дополнительное повышение надежности и качества пескоудержания, осуществляемого гравийным фильтром, благодаря ослаблению напряженно-деформированного состояния призабойного узла скважины в случае использования гравия с высоким значением угла внутреннего трения.

Для повышения угла внутреннего трения в гравийном массиве рекомендуется при намыве фильтра использовать гравий с высокой степенью шероховатости поверхности, которая может быть достигнута путем, например, предварительной абразивной обработки зерен гравия или обработки гравийного массива в призабойной зоне пласта вяжущими средствами (гели, смолы и т.п.).

Таблица 2. Влияние шероховатости зерен материала, слагающего фильтровую зону (φ^0) на интенсивность касательных напряжений на стенке скважины (МПа) (условия эксплуатации скважины: $P_{пл}=10\text{МПа}$, $\Delta P=1,5\text{МПа}$)

Коэффициент бокового давления (способ определения)	Интенсивность касательных напряжений (МПа) для угла внутреннего трения, φ^0	
	15	30
1. $\mu = \frac{\sqrt{3} - \text{tg}\varphi}{\sqrt{3} + 2 \text{tg}\varphi}$ (сыпучие породы)	8,21	6,50
2. $\mu = \text{tg}^2(\pi/4 - \varphi/2)$ (рыхлые породы)	7,76	6,18

1.3. Характер вскрытия пласта-коллектора ПХГ

Оценивалась интенсивность касательных напряжений на стенке скважины в случае эксплуатации пласта открытым забоем и через перфорированную обсадную колонну. В последнем случае нормальное напряжение на стенке скважины должно равняться внешнему нормальному напряжению, а смещение стенки трубы будет связано с внешним напряжением зависимостью:

$$I_c = \frac{d^2}{4\delta E_T} \sigma_{rc} = k\sigma_{rc}, \quad (5)$$

где d — диаметр трубы;
 δ — толщина стенки трубы;
 E_T — модуль Юнга материала трубы;
 σ_{rc} — нормальное напряжение на стенке трубы.

В целом задача о напряженно-деформированном состоянии призабойной зоны пласта с учетом обсадной колонны будет отличаться от случая эксплуатации скважины с открытым забоем только граничными условиями.

Проведенные расчеты для случая варьирования коэффициента Пуассона горной породы в пределах 0,15-0,4 (крупнозернистый обломочный материал — глина), модуля Юнга материала трубы ($E_T=10^{11}\text{Па}$), модуля Юнга породы ($E_p=5*10^9\text{Па}$), диаметра трубы — 0,2м., толщины стенки трубы — $8*10^{-3}$ м показали, что обсаживание продуктивного пласта приводит к существенному снижению интенсивности действия касательных напряжений на стенке скважины и, как следствие, обеспечивает более благоприятные условия эксплуатации с позиции ограничения разрушения призабойной зоны при идентичных технологических режимах отбора газа (табл. 1).

Однако обсаживание скважины колонной, особенно в сильно глинизированных коллекторах (с коэффициентом Пуассона $\nu \geq 0,3$), не исключает потери устойчивости пористой среды при существующих режимах эксплуатации ($\Delta P = 0,2+1,5$ МПа), т.к. действующие касательные напряжения на стенке скважины в этих случаях превышают критические значения, соответствующие началу разрушения пласта-коллектора. Поэтому для скважин, вскрывающих пласт-коллектор перфорированной обсадной колонной, рекомендуется даже в начальной стадии эксплуатации проведение профилактических мероприятий по физико-химическому упрочнению призабойной зоны пласта.

2. Влияние технологических условий эксплуатации скважин (режима) на устойчивость пласта-коллектора

2.1. Реализация отбора газа из скважины с поддержанием постоянной депрессии (не превышающей критического значения).

Такой способ эксплуатации устанавливается по результатам газодинамических исследований скважин. При этом депрессия, при которой будет эксплуатироваться скважина в дальнейшем отборе газа не должна превышать критического значения, полученного по результатам исследований и соответствующего началу выноса песчаного материала.

Однако, как показали проведенные исследования, такой подход к выбору безопасного (с позиции выноса песка) режима эксплуата-

ции скважины является недостаточно методически оправданным.

Установлено (на примере характеристик объектов Щелковского ПХГ), что по мере падения пластового давления в искусственной газовой залежи интенсивность касательных напряжений на стенке скважины (эксплуатируемой при постоянной по величине депрессии) будет существенно возрастать, превышая критические значения (табл. 3).

Таблица 3. Интенсивность касательных напряжений на стенке скважины (МПа) в зависимости от величины пластового давления (условия эксплуатации: $R_c=0,1\text{м}$, $R_k=100\text{ м}$, $\Delta P=1,5\text{ МПа}$, $H=800\text{м}$, $\rho_{п}=2,5\text{г/см}^3$)

Пластовое давление, МПа		Касательные напряжения на стенке скважины (МПа) для пласта-коллектора с коэффициентом Пуассона (ν)		
		$\nu=0,15$	$\nu=0,25$	$\nu=0,35$
1	10	5,80	5,76	5,70
2	9,5	6,08	5,91	5,90
3	9,0	6,20	6,15	6,12
4	8,5	6,50	6,39	6,30
5	8,0	6,80	6,88	6,84
6	7,0	7,40	7,29	7,27

Это означает, что значение предельно-допустимой депрессии на пласт-коллектор в процессе отбора газа должно уменьшаться для обеспечения постоянства касательных напряжений на стенке скважины, не превышающих критическую величину во избежание выноса песчаного материала. На практике рекомендуется устанавливать начальную предельно-допустимую депрессию эксплуатации скважины по результатам исследования ее при максимальном пластовом давлении в залежи, а в дальнейшем, по мере отбора газа, корректировать эту величину в сторону уменьшения по результатам оценочных кратковременных испытаний и наблюдениям за характером добываемой продукции из скважины.

2.2. Оценка влияния депрессии, при которой эксплуатируется скважина, на устойчивость пласта-коллектора

Согласно проведенным расчетам, возрастание депрессии при отборе газа из скважины приводит к росту касательных напряжений на стенке скважины и, как следствие, способствует нарушению устойчивости пласта-коллектора, что не противоречит наблюдаемым на практике явлениям (табл. 4).

Таблица 4. Влияние депрессии на касательные напряжения на стенке не обсаженной скважины (условия эксплуатации скважины: $P_{пл}=8\text{ МПа}$, $R_c=0,1\text{ м}$)

Величина депрессии, МПа	Касательные напряжения на стенке скважины (МПа) для пород с физическими константами (φ, μ)		
	$\varphi = 30^\circ, \mu = \frac{\sqrt{3} - \text{tg}\varphi}{\sqrt{3} + 2 \text{tg}\varphi}, \varphi = 30^\circ, \mu = 1$		
1	0,5	6,73	12,50
2	0,8	6,94	12,88
3	1,0	7,13	13,05
4	1,2	7,31	13,28
5	1,5	7,54	13,50

В целом такая зависимость справедлива также и для обсаженных скважин.

Оценка устойчивости пласта-коллектора по критерию Кулона показывает, что для нецементированного песчаника при любых режимах эксплуатации, величина напряжения на стенках скважины выходит за пределы критических значений. Так, во всех случаях, радиальная составляющая напряжений на стенке скважины близка к нулю, тогда как для устойчивости породы она должна быть существенно отличной от нуля. Поэтому при вскрытии скважинами рыхлых пластов-коллекторов рекомендуется перед началом промышленной эксплуатации проводить мероприятия по химическому закреплению пласта либо оборудовать забой специальными пескоудерживающими фильтрами.

2.3. Увеличение активной емкости ПХГ

Увеличение активной емкости ПХГ, реализуемое за счет повышения давления хранимого газа, ведет к росту амплитуды изменения верхних и нижних значений касательных напряжений на стенке скважины, абсолютная величина которых определяет устойчивость пласта-коллектора.

Для ПХГ, эксплуатируемых длительное время с явными признаками прогрессирующего разрушения пласта-коллектора, отмеченный способ регулирования активной емкости приведет к возрастанию интенсивности пескопроявлению вследствие расширения диапазона действующих касательных напряжений на стенке скважины, величина которых превышает предельно-допустимые значения, существенно заниженные за время предшествующей эксплуатации.

Рекомендации по регулированию эксплуатационного режима скважин в этих условиях для ограничения процесса разрушения пласта-коллектора (уменьшение рабочей депрессии) не позволяют обеспечить в плановый период отбора газа выполнения основной задачи, связанной с повышением давления в ПХГ (увеличения активной емкости). В противном случае необходимо рассматривать вопрос о вводе дополнительных мощностей по отбору газа (эксплуатационных скважин).

В пластах-коллекторах ПХГ с ненарушенной структурой порового пространства повышение емкости ПХГ за счет увеличения давления хранимого газа возможно лишь в достаточно узком интервале действующих давлений (превышающих гидростатическое), при которых могут происходить обратимые изменения структуры порового пространства.

2.4. Обводнение эксплуатационных скважин

Накопленный опыт эксплуатации скважин указывает на вполне устойчивую связь между степенью обводненности продукции скважин и интенсивностью пескопроявлений. Считая, что размыв глинистого цемента в структуре порового пространства пласта при его обводнении является вполне объяснимой причиной потери его устойчивости, необходимо остановиться и на другом механизме разрушения пласта, который происходит одновременно с первым. Дополнительный вклад в потерю устойчивости пласта-коллектора вносит изменение физико-химических свойств песчаника (даже не связанного глинистым цементом) в условиях различной степени насыщения последнего пластовой жидкостью. Установлено [7], что коэффициент внутреннего трения покоя при насыщении песчаника водой снижается до 15% по сравнению с сухим состоянием. Согласно полученным результатам по оценке напряженно-деформированного состояния пласта (табл. 2), снижение угла внутреннего трения приводит к возрастанию интенсивности касательных напряжений на стенке скважины и в случае превышения их критических значений обуславливает разрушение пласта.

Поэтому на практике необходимо на протяжении всего отбора газа соблюдать элементы технологии эксплуатации скважин, предусматривающие ограничение поступления пластовой жидкости в призабойную зону пласта, или проводить мероприятия по искусственному упрочнению пористой структуры

пласта физико-химическими методами, например, вяжущими на основе неравновесных гелеобразующих дисперсных систем. В качестве последних могут быть предложены водные растворы омыленного талового пека (ОТП), представляющего собой кубовые остатки сульфатного производства целлюлозы и содержащие в себе комплекс органических и неорганических соединений, способных к мицеллообразованию и последующей коагуляции при контакте с электролитами [8]. Установлено, что при применении водного раствора ОТП толщина слоя гелеобразователя в микропорах несвязных частиц породы может составлять величину 10^{-5} — 10^{-6} м, а рассчитанное время релаксации процесса гелеобразования имеет порядок долей секунды для исследованных контактных взаимодействий гелеобразующего агента и коагулянта, что свидетельствует о практически мгновенном протекании процесса гелеобразования в микропорах. В силу существенной малости указанного выше времени релаксации по сравнению с продолжительностью воздействия на пласт гелеобразующим агентом, можно пренебречь нестационарностью и считать процесс связывания гелем слабосцементированных частиц породы квазистационарным. Это означает, что при нагнетании и последующем прокачивании в пласт оторочки коагулянта с целью образования на предварительно покрытой гелеобразующим агентом поверхности минеральных зерен пласта слоя геля, ограничения по темпу нагнетания реагента будут определяться лишь величиной давления гидроразрыва пласта, прочностными характеристиками скважинного оборудования и технологической возможностью используемых насосных агрегатов.

3. Аналитическая оценка изменения фильтрационно-емкостных свойств пористой среды при нагнетании в скважину вяжущего гелеобразующего состава

Образование на поверхности несцементированных минеральных зерен пористой среды слоя вяжущего из скоагулированных мицелл ОТП приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств пласта. Для оценки этого процесса и определения возможностей его регулирования рассмотрим фильтрацию раствора ОТП в пористой среде при постоянном темпе закачки раствора — Q , причем концентрация скоагулированных глобул ОТП в растворе составляет — C_0 . Уравнение

движения раствора ОТП в диффузном приближении получаем в виде:

$$\frac{\partial(mC)}{\partial t} + \frac{Q}{r} \frac{\partial C}{\partial t} = \dot{M}_c / \rho_{\text{раств.}}, \quad (5)$$

где m - пористость среды;

t — время;

r — пространственная координата;

\dot{M}_c — величина, характеризующая осаждение глобул ОТП на поверхность пористой среды в единицу времени в элементарном объеме.

С учетом кинетики изменения пористости среды за счет осаждения глобул ОТП:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\dot{M}_c}{\rho_{\text{гл}}}, \quad (6)$$

и текущей концентрации ОТП в растворе — C

$$\dot{M}_c / \rho_{\text{раств.}} = -\varphi(C),$$

получим задачу:

$$\frac{\partial(mC)}{\partial t} + 2Q \frac{\partial C}{\partial r^2} = -\varphi(C); \quad (7)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = -\alpha\varphi(C), \text{ где } \alpha = \rho_{\text{раств.}} / \rho_{\text{гл}},$$

которая решается при следующих начальных и граничных условиях:

$$m(0, r) = m_0; \quad C(t, 0) = C_0; \quad C(0, r) = 0 \quad (8)$$

Учитывая, что после полного осаждения глобул ОТП и прокачки через пористую среду газа плотность глобул ОТП увеличивается до значения $\rho_{\text{ТВ}}$, получим решение задачи (7) при условиях (8) в виде:

$$m(r) = \frac{m_0(1 - \rho_{\text{раств.}} C)}{\rho_{\text{ТВ}}} - \frac{\rho_{\text{раств.}}(T - m_0 r^2)}{\rho_{\text{ТВ}} \cdot 2Q} * (1 - \alpha C)\varphi(C) \quad (r^2 \leq \frac{2QT}{m_0}) \quad (9)$$

$$m(r) = m_0 \quad (r^2 > \frac{2QT}{m_0}),$$

где $C = f(r)$ — решение задачи при $t < T$ (время осаждения всех глобул).

При линейной зависимости $\varphi(C)$ от C справедливо:

$$\frac{2QdC}{dr^2} = -\gamma(1 - \alpha C)C \quad (10)$$

Решение уравнения (10) при условии $C(0) = C_0$ имеет вид:

$$C = \frac{C_0 e^{-\frac{\gamma r^2}{2Q}}}{1 - \alpha C_0 \left(1 - e^{-\frac{\gamma r^2}{2Q}}\right)} \quad (11)$$

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что влияние процессов осаждения скоагулированных частиц ОТП в пористой среде на фильтрационно-емкостные свойства определяется соотношением интенсивности двух конкурирующих процессов: кинетики осаждения глобул ОТП и гидродинамики фильтрации. Поэтому толщина и зона распространения слоя вяжущего из ОТП в пористой среде может регулироваться, например, изменением темпа закачки реагента, либо введением специальных присадок, изменяющих кинетику осаждения глобул.

4. Регулирование процессов набухания слабосцементированных пористых сред, содержащих глинистые минералы при использовании вяжущих гелеобразующих составов на основе ОТП

Проникновение техногенных жидкостей в структуру пористой среды, содержащей глинистую компоненту, может привести к нежелательным явлениям, связанным с существенным ухудшением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. Отмеченное как правило, связано с процессами набухания глинистых минералов, присутствующих в составе пористой среды (либо в качестве цементирующего материала, либо в виде отдельных линз или прослоев), и происходит благодаря ионному обмену между поверхностью, глинистых минералов и техногенной жидкостью, в составе которой могут быть ионнообменные комплексы, существенно влияющие на толщину сольватной оболочки. Последняя формируется в окрестности поверхности глинистых минералов и определяет их степень набухаемости. Теоретические представления о возможных механизмах явления набухания глинистых минералов в настоящее время достаточно хорошо изучены с позиции молекулярно-поверхностных явлений и в большинстве случаев имеют удовлетворительную сходимость с практическими результатами исследований этого процесса. Однако, при использовании новых технологий воздействия на пласт было бы ошибочным прогнозировать поведение глинистых дисперсий на основании модельных представлений без предварительной экспериментальной проверки влияния на их свойства флюидов, используемых в элементах технологии воздействия на пласт.

В этой связи были проведены исследования по изучению влияния на набухаемость глинистых минералов (бентонит) коллоидных

растворов ОТП, используемых в качестве вяжущих для слабосцементированных пористых сред (рис. 1), а также подтверждена возможность регулирования этого явления (рис. 2) с помощью физических полей (электрического и магнитного) [9—10] и введения в состав технологических флюидов поверхностно-активных веществ [1].

Автор выражает благодарность академику А.Х. Мирзаджанзаде и профессору М.Ф. Каримову за постановку задач и обсуждение результатов.

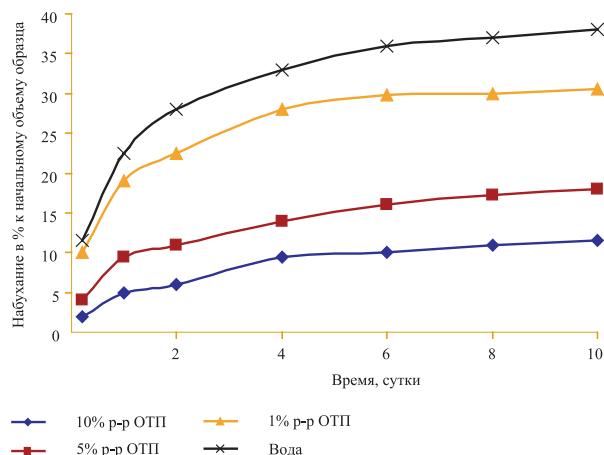


Рисунок 1. Кинетика набухания бентонитового порошка в различных средах

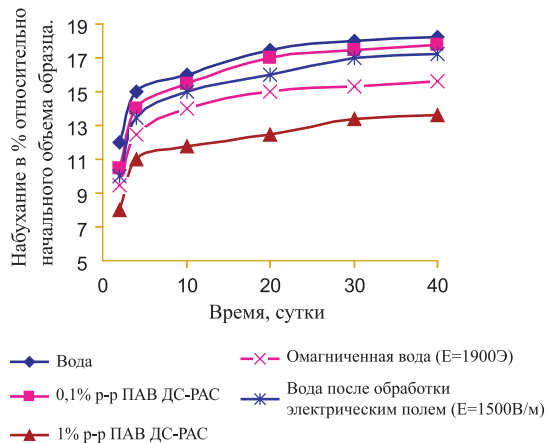


Рисунок 2. Кинетика набухания пористых образцов (90% -кварцевый песок + 10% -бентонит) в различных физических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа. — М.: Недра, 1981. — 248 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Огибалов П.М., Керимов З.Г. Термовязкоупругость и пластичность в нефтепромысловый механике. — М.: Недра, 1973. — 277 с.
3. Ржевский В.В., Новик П.Я. Основы физики горных пород. — М.: Недра, 1978. — 390 с.
4. Прочность и деформируемость горных пород/Под. Ред. А.Б. Фадеева. — М.: Недра, 1979. — 269 с.
5. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. - М.: Недра, 1966. - 198 с.
6. Справочник по инженерной геологии. — М.: Недра, 1968. — 540 с.
7. Мельников А.Н., Нистратова Е.Л. Влияние влажности горных пород на коэффициент трения покоя//Научные сообщения института горного дела им. А.А. Скочинского. — № 97, 1981. — с.18-20.
8. Латыпов А.Г. Результаты исследования и внедрения неравновесных

дисперсных систем при циклической эксплуатации скважин и неоднородных пластов ПХГ//Азербайджанское нефтяное хозяйство №8, 2003. — с. 23-36.

9. Мирзаджанзаде А.Х., Велиев Ф.Г. Реофизические проблемы нефтегазодобычи//Реофизические проблемы нефтегазопромысловый механики: Темат.сб.науч.трудов. — Баку, АЗИ-НЕФТЕХИМ, 1988. — с. 3-20.

10. Мамед-заде А.М., Салаватов Т.Ш., Стариков Б.А., Эйдельман Л.Р. О влиянии магнитной обработки на фильтрационные характеристики глинизированных пористых сред// Диагностирование технологических процессов и принятие решений в нефтегазодобыче: Темат.сб.науч.трудов. — Баку, АЗИНЕФТЕХИМ, 1983. — с. 52-57.



Латыпов Айрат Гиздеевич, к.т.н., доцент кафедры «Теоретическая механика» УГНТУ,

Отличник газовой промышленности, Почетный нефтехимик РФ.

www.архив.ру

Шайдаков В.В., Голубев М.В., Хазиев Н.Н., Емельянов А.В., Хайруллина Э.Р., Халикова А.И.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ДОБЫВАЕМУЮ ПРОДУКЦИЮ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

http://www.ogbus.ru/authors/Shaidakov/Shaidakov_4.pdf

Рассмотрен механизм действия магнитного поля применительно к АСПО и стойким эмульсиям. Описаны аппараты, используемые для физико-химической обработки добываемой нефти — установка магнитной обработки жидкости УМЖ-73 и глубинный дозатор Д1-00.

www.ogbus.ru