



## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗИРОВАННЫХ БИОСИСТЕМ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Б.А.Судейманов\*<sup>1</sup>, С.Дж.Рзаева<sup>1</sup>, У.Т.Ахмедова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;

<sup>2</sup>SOCAR Downstream Management LLC, Baku, Azerbaijan

### Self-Gasified Biosystems for Enhanced Oil Recovery

B.A.Suleimanov\*<sup>1</sup>, S.J.Rzayeva<sup>1</sup>, U.T.Akhmedova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;

<sup>2</sup>SOCAR Downstream Management LLC, Baku, Azerbaijan

#### Abstract

Microbial enhanced oil recovery is considered to be one of the most promising methods of stimulating formation, contributing to a higher level of oil production from long-term fields. The injection of bioreagents into a reservoir results in the creation of oil-displacing agents along with significant amount of gases, mainly carbon dioxide. In early, the authors failed to study the preparation of self-gasified biosystems and the implementation of the subcritical region (SR) under reservoir conditions. Gasified systems in the subcritical phase have better oil-displacing properties than non-gasified systems. Because, in a heterogeneous porous medium, the filtration profile of gasified liquids in the SR should be more uniform than for a degassed liquid. Based on experimental studies, the superior efficiency of oil displacement by gasified biosystems compared with degassed ones has been demonstrated. The possibility of efficient use of gasified hybrid biopolymer systems has been shown.

#### Keywords:

Self-gasified;  
Biosystem;  
Microbial;  
Subcritical region;  
Slippage effect;  
Enhanced oil recovery

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

### 1. Введение

Одним из перспективных методов воздействия на пласт, способствующим более полному извлечению нефти из месторождений, находящихся в длительной эксплуатации, является микробиологическое воздействие. К настоящему времени разработаны и внедряются различные модификации биотехнологий, основанные на введении в пласт источников микроорганизмов и органических питательных веществ их жизнедеятельности. В качестве биореагентов используются отходы, такие как молочная сыворотка, меласса, производства шампанских вин, углеводородно-щелочной реагент, активный ил и т.д.

Как показали экспериментальные и промышленные исследования, в результате применения микробиологического метода воздействия в пласте образуются нефтевытесняющие агенты, такие

как кислоты, спирты растворители, биоПАВ, биополимеры, а также генерируется значительное количество газов, доминирующее место среди которых занимает углекислый газ.

В работе [1] обсуждалась возможность создания газированных биосистем в предпереходном фазовом состоянии (ППФС). Однако в указанной работе авторам не удалось изучить особенности приготовления газированных биосистем и условия реализации ППФС в пластовых условиях.

Известно, что фазовым превращениям предшествует образование и формирование докритических зародышей новой фазы. При этом свойства газированных биосистем в ППФС существенно изменяются. В данной работе приводятся теоретические и практические основы получения и применения стабильных биосистем в ППФС для интенсификации добычи нефти, а также условия реализации ППФС в пластовых условиях.

\*E-mail: Baghir.Suleymanov@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300527>

## 2. Особенности газированных систем в ППФС

Установлено, что газированные системы в предпереходном фазовом состоянии обладают лучшими нефтewытесняющими свойствами, чем негазированные системы.

В работе [2] показано, что эффект проскальзывания определяет поведение газированных жидкостей в ППФС в пластовых условиях. При этом проскальзывание проявляется тем заметнее, чем меньше средний радиус порового канала. Поэтому, в неоднородной пористой среде профиль фильтрации газированных жидкостей в ППФС должен быть более равномерным, чем для дегазированной жидкости.

Действительно, пусть фильтрация газированной жидкости вблизи давления насыщения происходит в двух параллельных слоях с проницаемостью  $k_1$  и  $k_2$ , причем  $k_1 \gg k_2$ . Средний радиус поровых каналов в каждом из слоев может быть определен из известного соотношения  $R_{mi} = 2\sqrt{2k_i/m_i}$ , ( $i = 1, 2$ ). Расход ( $Q_i$ ) и кажущаяся вязкость жидкости ( $\eta_{si}$ ) при течении с проскальзыванием, для каждого слоя определяется из выражений:

$$Q_i = \frac{k_i F \Delta P}{\eta_{si} l}; \quad \eta_{si} = \frac{\eta_0}{\left(1 + 2b \sqrt{\frac{m_i}{2k_i}}\right)}$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения образца;

$\Delta P$  – перепад давления;

$b$  – коэффициент проскальзывания;

$l$  – длина образца;

$k$  – проницаемость  $i$ -го слоя;

$\eta_0$  – вязкость дегазированной жидкости;

$m$  – пористость  $i$ -го слоя.

Отношение подвижностей при одинаковых градиентах

$$\frac{k_1}{\eta_{s1}} \cdot \frac{k_2}{\eta_{s2}} = \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{k_1 \left(1 + 2b \sqrt{\frac{m_1}{2k_1}}\right)}{k_2 \left(1 + 2b \sqrt{\frac{m_2}{2k_2}}\right)}$$

Так как  $k_1 \gg k_2$ , то значение в скобках в знаменателе указанной формулы, всегда больше, чем в числителе. Например, если  $k_1 = 10^{-12} \text{ м}^2$ ;  $k_2 = 4 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ ;  $m_1 = 0.25$ ;  $m_2 = 0.2$ ;  $b = 10^{-6} \text{ м}$ , то отношение подвижностей вместо 25 будет равно 10.3. Таким образом, эффект проскальзывания приводит к выравниванию профиля фильтрации газированных жидкостей в ППФС.

Эти выводы подтверждаются данными работы [3], где приведены эксперименты по вытеснению дегазированной нефти водогазовой смесью в предпереходном фазовом состоянии. Следует отметить, что, согласно данным [4], эффект тем выше, чем больше мощность низкопроницаемого пропластка.

Действительно, согласно [4] коэффициент охвата в малопроницаемом пропластке в момент прорыва воды через высокопроницаемый пласт

(имеется ввиду часть пласта, пройденная фронтом в малопроницаемом слое), равен:

$$\frac{1 - \sqrt{1 - 2(1 - \eta_{22})\beta}}{22}, \text{ при этом}$$

$$\beta = \frac{k_2 \eta_1 m_1}{k_1 \eta_2 m_2} \frac{1 + \eta_{11}}{2}, \eta_{11} = \frac{\eta_w}{\eta_1}, \eta_{22} = \frac{\eta_w}{\eta_2}, \eta_i = \frac{\eta_0}{\left(1 + 2b \sqrt{\frac{m_i}{2k_i}}\right)}.$$

Здесь  $\eta_w$ ,  $\eta_1$ ,  $\eta_2$ ,  $\eta_0$  – соответственно, вязкость воды, кажущаяся вязкость нефти с учетом проскальзывания для высоко и низкопроницаемого слоев, истинная вязкость нефти. Принимая следующие значения входящих в уравнения параметров:  $k_1 = 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $k_2 = 10^{-13} \text{ м}^2$ ,  $m_1 = 0.205$ ,  $m_2 = 0.17$ ,  $\eta_w = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $\eta_0 = 2 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $b = 10^{-6}$ , для случая с проскальзыванием для коэффициента охвата получим  $\eta = 0.184$  ( $\eta_1 = 1.22 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $\eta_2 = 7 \cdot 10^{-4} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ). Для случая без проскальзывания, когда  $\eta_i = \eta_2 = 2 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $\eta_{11} = \eta_{22} = 0.5$  получим  $\eta = 0.092$ . Таким образом, коэффициент охвата для случая с проскальзыванием в 2 раза выше, чем без него.

Рассмотрим теперь влияние на профиль фильтрации мощности высоко и низкопроницаемого пропластка (соответственно  $h_1$ ,  $h_2$ ). Для отношения гидропроводностей можем записать

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{k_1 h_1}{\eta_1} \Big/ \frac{k_2 h_2}{\eta_2}$$

Принимая параметры предыдущей задачи, а также для случая  $h_1 > h_2$ ,  $h_1 = 20 \text{ м}$ ,  $h_2 = 10 \text{ м}$ , а для случая  $h_1 < h_2$ ,  $h_1 = 10 \text{ м}$ ,  $h_2 = 20 \text{ м}$  с учетом проскальзывания получим:

$$h_1 > h_2, \quad \frac{Q_1}{Q_2} = 11.48; \quad h_1 < h_2, \quad \frac{Q_1}{Q_2} = 2.87.$$

Как видно из полученных результатов, когда менее проницаемый пропласток, где эффект проскальзывания проявляется значительно больше имеет большую мощность эффект выравнивания профиля фильтрации усиливается. При этом, при определенном значении  $h_2/h_1$  (в рассматриваемом случае при  $h_2/h_1 > 5.74$ ) профиль фильтрации становится менее равномерным, т.к. дебит низкопроницаемого пропластка начинает превышать дебит высокопроницаемого. В данном случае необходимо регулировать коэффициент проскальзывания либо добавками ПАВ, либо изменением давления нагнетания.

Аналогично, без проскальзывания получим:

$$h_1 > h_2, \quad \frac{Q_1}{Q_2} = 100; \quad h_1 < h_2, \quad \frac{Q_1}{Q_2} = 5.$$

В данном случае также с увеличением мощности малопроницаемого пропластка эффект выравнивания профиля фильтрации усиливается, т.к. с ростом мощности увеличивается и дебит, однако эффект значительно ниже чем для случая с проскальзыванием почти в 10 раз при  $h_1 > h_2$  и в 2 раза при  $h_1 < h_2$ . При определенном значении  $h_2/h_1$  (в рассматриваемом случае при  $h_2/h_1 > 10$ ) профиль фильтрации становится менее равномерным, т.к.

дебит низкопроницаемого пропластка начинает превышать дебит высокопроницаемого.

Следует отметить, что перспективным представляется, также применение в качестве вытеснителя нефти газированного, исходно дилатантного, полимерного раствора в предпереходном фазовом состоянии. При этом, устраняются все недостатки присущие полимерному заводнению. Действительно, выделяющиеся на поверхности пористой среды зародыши (согласно [5] при газовом факторе 0.1-10 поверхность пористой среды покрывается зародышами газовой фазы) препятствуют адсорбции полимерного раствора. Дилатантность и эффект проскальзывания способствуют выравниванию профиля фильтрации, а также ввиду модификации течения от дилатантного к псевдопластичному к ускорению процесса разработки и увеличению приемистости нагнетательной скважины, по сравнению с закачкой негазированного полимерного раствора. Возможно использование также полимерных растворов имеющих псевдопластичный характер течения, при этом эффект проскальзывания нейтрализует отрицательное влияние разжижения при сдвиге на профиль фильтрации [6].

Действительно, пусть фильтрация газированного полимерного раствора в предпереходном фазовом состоянии происходит в двух параллельных слоях с проницаемостью  $k_1$  и  $k_2$  (при прочих равных условиях), причем  $k_1 \gg k_2$  и соответствует степенному закону с проскальзыванием [2]. Тогда согласно [2] получим

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{k_1}{k_2} \left( \frac{k_1}{k_2} \right)^{\frac{1-n}{2n}} \left( 1 + \frac{3n+1}{n} \frac{b\sqrt{m}}{\sqrt{8k_1}} \right) \left( 1 + \frac{3n+1}{n} \frac{b\sqrt{m}}{\sqrt{8k_2}} \right)^{-1}$$

Как видно из последнего выражения для дилатантной жидкости ( $n > 1$ ) проскальзывание усиливает эффект выравнивания профиля фильтрации, а для псевдопластичной ( $n < 1$ ) нейтрализует отрицательное влияние разжижения при сдвиге на профиль фильтрации.

### 3. Получение газированных биосистем в ППФС в пластовых условиях

Как было отмечено выше, применение биосистем в ППФС повышает эффективность микробиологического воздействия. В связи с этим опре-

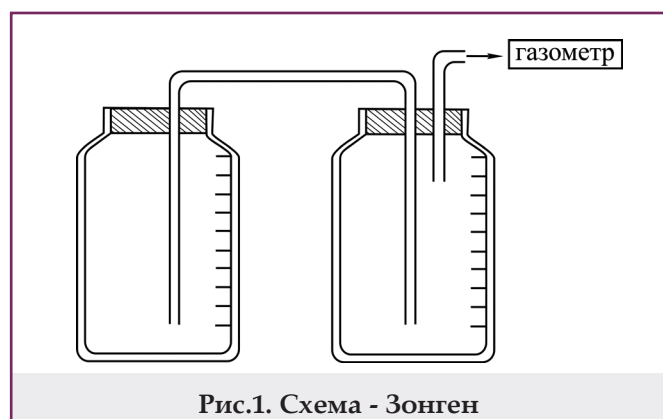


Рис.1. Схема - Зонген

делим при каких условиях биореагенты в пластовых условиях будут находиться в ППФС.

На основе многочисленных лабораторных и промышленных исследований разработаны ряд модификаций микробиологических методов воздействия, базирующихся на введении в пласт источников микроорганизмов (активный ил) и питательной среды для их роста и размножения (молочная сыворотка, меласса, углеродно-щелочной отход, отход производства шампанских вин). В результате жизнедеятельности микроорганизмов в пласте вырабатываются нефтewытесняющие агенты и газы биогенного происхождения.

В лабораторных условиях проводились исследования по изучению интенсивности газогенерации на аппарате Зонгена (рис.1). В аппарат Зонгена, объемом 1000 см<sup>3</sup>, заливались компоненты биосистемы в количестве 150 см<sup>3</sup> каждого. В первом эксперименте заливались меласса и активный ил, во втором – молочная сыворотка и активный ил. Затем колбы аппарата плотно закрывались резиновой пробкой, через которую пропускались П-образные изогнутые стеклянные трубки, нижние концы которых достигали придонной части колбы. Другой конец трубки соединялся с градуированной колбой – приемником, в которую поступала жидкость, вытесненная из первой колбы под давлением образованной газовой фазы, скапливающейся непосредственно под резиновой пробкой. Для поддержания постоянной температуры колбы помещались в термостат. На основе объема вытесненной жидкости в колбе – приемнике определялся объем образовавшегося в результате микробиологических процессов газа. Объем образовавшегося газа также контролировался с помощью газометра. Результаты исследований приводятся в таблице 1. Из таблицы видно, что максимальная генерация газа наблюдается в биосистеме, состоящей из мелассы (М) и активного ила (АИ) в соотношении 1:1. В данном эксперименте через 26 суток образовалось 30.00 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> газа. В биосистеме, состоящей из молочной сыворотки (МС) и активного ила в той же пропорции газа образуется меньше. Количество образовавшегося во второй системе газа на 26 сутки составило 16.13 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На рисунке показана динамика газообразования для биосистем, состоящих из молочной сыворотки и активного ила, а также мелассы и активного ила. Как видно из рисунка 2, в обоих случаях в течение 26 суток в системе наблюдалось интенсивное газообразование, в первом случае составившее 30 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, во втором – 16.13 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В лабораторных условиях определен состав выделившегося биогаза. В процессе ферментации осредненный состав выделившегося газа следующий: CO<sub>2</sub> - 60%, N<sub>2</sub> - 22%, CH<sub>4</sub> - 14%, O<sub>2</sub> - 4%.

Растворимость газовой смеси в жидкости рассчитывают с использованием закона Генри [7, 8]:

$$\Gamma = gf(P, T) = \alpha P; \quad \alpha = \left[ \frac{\partial \Gamma}{\partial P} \right]_T > 0$$

Таблица 1 Результаты лабораторных исследований процесса газообразования биосистемы			
Меласса + + активный ил		Молочная сыворотка + + активный ил	
Время, сут	Количество образованного газа, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Время, сут	Количество образованного газа, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
2	4.86	2	1.31
3	6.37	3	2.01
4	8.07	4	2.59
6	10.44	6	3.97
7	12.66	7	5.02
8	13.70	8	5.73
9	14.50	9	7.08
10	16.06	10	8.09
11	16.68	11	9.13
12	17.99	12	10.10
13	18.99	13	11.10
14	20.70	14	12.11
15	22.01	15	12.63
16	24.07	16	13.11
17	25.42	17	13.63
18	26.03	18	14.15
19	26.93	19	14.77
20	28.03	20	15.29
26	30.00	26	16.13

где  $G$  – количество газа, растворенного в 1 м<sup>3</sup> воды, нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$P$  – давление в системе, МПа;

$\alpha$  – коэффициент растворимости газа в воде, нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа

Результаты расчета растворимости газовой смеси при заданных температурах и давлениях в 1 м<sup>3</sup> воды показаны в таблице 2 и рисунке 3.

Рассмотрим условия образования ППФС в пластовых условиях.

Установлено [7], что ППФС в газированных жидкостях возникает в диапазоне давлений ( $P$ ) в 1.1÷2.0 раза превышающем давление насыщения ( $P_c$ ):

$$1.1 < \frac{P_r}{P_c} < \frac{P}{P_c} < 2.0$$

То есть ППФС газированной жидкости предлагается реализовать в пласте в диапазоне давлений  $P \geq P_r$ , и охватить ППФС закачиваемой газированной жидкостью область пласта между забоем нагнетательной скважины и внешней границей зоны возмущения пласта с давлением  $P_r$ . При этом ППФС вытесняющей газированной жидкости не обязательно должно начинаться на забое нагнетательной скважины, а может начинаться несколько глубже в пласте на некотором расстоянии от забоя [8].

Если обозначить  $G = \frac{\Gamma}{P}$ , с учетом того, что  $P_c = \frac{\Gamma}{\alpha}$  получим:

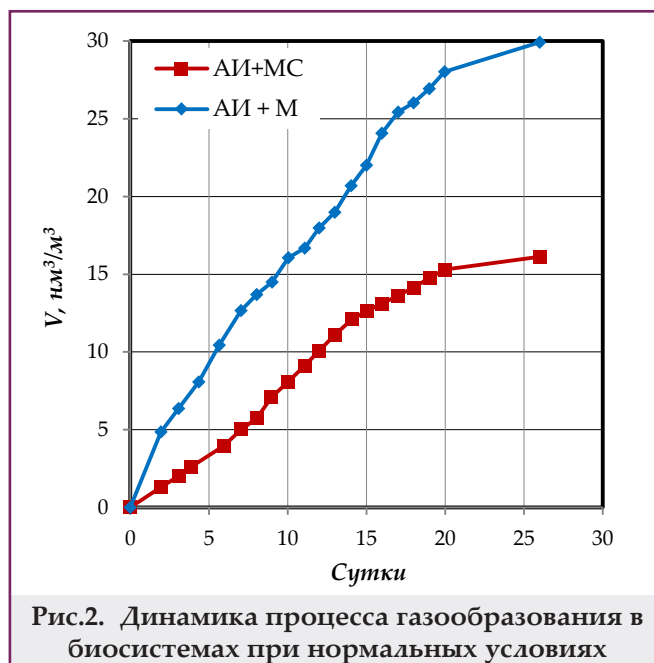


Рис.2. Динамика процесса газообразования в биосистемах при нормальных условиях

$$G = \frac{\alpha}{\left(\frac{P}{P_c}\right)}$$

Тогда условие реализации ППФС получим в следующем виде:

$$\frac{\alpha}{2.0} < G < \frac{\alpha}{1.1} \quad (1)$$

Как видно из таблицы 2 и рисунка 3 в диапазоне температур 10-70 °С и давлении 1-15 МПа (традиционных для микробиологического воздействия на месторождения, находящихся в поздней стадии эксплуатации)  $\alpha = 2.08 - 10.31$  нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа. Подставляя в (1) эти числовые значения получим условие по объему газа (в нм<sup>3</sup>) на 1 м<sup>3</sup> закачиваемой жидкости и 1 МПа пластового давления для реализации ППФС:

$$1.04 < G < 9.4 \quad (2)$$

Учитывая, что из 1 м<sup>3</sup> биореагента выделяется до 30 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> биогаза, и условие (2) всегда реали-

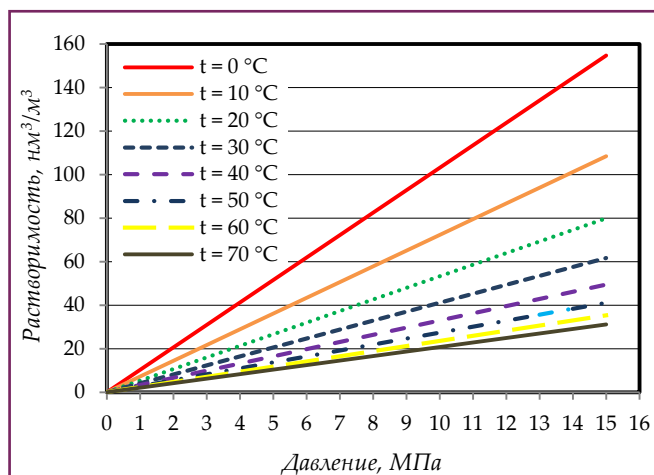


Рис.3. Зависимость растворимости газовой смеси от давления при различных значениях температуры

Таблица 2

**Результаты расчета растворимости газовой смеси  
при заданных температурах и давлениях**

Давление, МПа	Растворимость газа (нм <sup>3</sup> ) в 1 м <sup>3</sup> воды, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>							
	t = 0 °C	t = 10 °C	t = 20 °C	t = 30 °C	t = 40 °C	t = 50 °C	t = 60 °C	t = 70 °C
0.1	1.03	0.726	0.531	0.4202	0.3363	0.284	0.241	0.211
1	10.31	7.24	5.33	4.11	3.29	2.75	2.35	2.08
2	20.62	14.45	10.65	8.14	6.6	5.48	4.7	4.16
3	30.94	21.68	15.99	12.33	9.89	8.23	7.06	6.23
4	41.26	28.92	21.32	16.44	13.19	10.96	9.41	8.3
5	51.57	36.15	26.64	20.54	16.48	13.7	11.76	10.39
6	61.89	43.37	31.97	24.65	19.78	16.44	14.11	12.46
7	72.2	50.6	37.3	28.77	23.08	19.19	16.46	14.54
8	82.52	57.84	42.63	32.88	26.37	21.92	18.81	16.61
9	92.83	65.06	47.96	36.98	29.67	24.67	21.16	18.69
10	103.14	72.28	53.29	41.09	32.97	27.4	23.51	20.76
11	113.47	79.52	58.61	45.2	36.25	30.14	25.87	22.85
12	123.78	86.76	63.95	49.32	39.56	32.88	28.22	24.92
13	134.09	93.97	69.28	53.42	42.85	35.63	30.57	26.99
14	144.41	101.2	74.6	57.51	46.15	38.37	32.92	29.06
15	154.72	108.44	79.93	61.62	49.45	41.11	35.27	31.14

зуется для указанных термобарических условий, для получения однофазной смеси биореагент необходимо смешивать с водой, объем которой в единице объема смеси определяется по формуле

$$V_0 = \left(1 - \frac{\Gamma}{Q}\right) \quad (3)$$

где  $Q$  – объем выделившегося из 1 м<sup>3</sup> биосистемы газа. При давлении 15 МПа минимальное значение  $\Gamma$  согласно (2) составит 15.6 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и при  $Q = 30$  нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> получим  $V_0 = 0.48$  м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> смеси. Для повышения эффективности вытеснения можно добавлять в воду ПАВ и полимеры, что позволит создать гибридные биополимерные системы.

Растворимость жидкости можно регулировать путем добавления к ней электролитов. В этом случае растворимость газов уменьшится. Зависимость растворимости газового компонента в жидкости от концентрации электролитов по уравнению Сеченова запишется в следующем виде:

$$S_1 = S \cdot 10^{-kc}$$

где  $S_1$  и  $S$  – растворимость газа в воде, соответственно, содержащей электролит и не содержащей его в нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$k$  – коэффициент Сеченова;

$c$  – концентрация электролита в г-экв/л. Коэффициент Сеченова зависит от природы электролита и газа, температуры и давления.

Таким образом, добавка к биосистеме электролитов уменьшит растворимость смеси газов и однофазный раствор можно будет получить при меньших объемах выделившихся газов. Отметим, что добавка электролитов оказывает существенное влияние на растворимость газов в воде [9, 10].

При необходимости можно увеличить количество выделившегося газа добавкой в систему газовыделяющих агентов. Это позволит применять биосистемы при более высоких пластовых давлениях.

Следует отметить, что длительный процесс выделения газа из биосистем (26 суток) позволяет сформировать ППФС не вблизи призабойной зоны, а в глубине пласта, что способствует лучшему выравниванию профиля фильтрации и увеличению коэффициента вытеснения.

#### 4. Фильтрация газированной жидкости в радиальном пласте

Рассмотрим фильтрацию газированной жидкости в радиальном пласте (см. рис.4). Принимаем следующие параметры пласта и скважины:  $R_k = 150$  м, давление насыщения  $P_c = 8$  МПа,  $P_k = 18$  МПа,  $P_s = 8, 12$  и  $16$  МПа

Определим распределение давления по формуле [2]:

$$\int_P^{P_k} k(P)dP = \frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \int_P^{P_k} k(P)dP$$

Относительную проницаемость для газированной жидкости в ППФС определяем согласно [2]:

$$k(P) = k_0 \left\{ 1 + \frac{4b_0}{R} \left[ a \frac{P - P_c}{P_s - P_c} \exp \left( -c \frac{P - P_c}{P_s - P_c} \right) \right] \right\}$$

где  $P_s$  – давление, при котором начинается ППФС;  $k_0$  – абсолютная проницаемость пористой среды;  $R$  – средний радиус капилляра пористой среды;  $b_0$  – коэффициент проскальзывания.

Интеграл  $\int_{P_1}^{P_2} k(P)dP$  раскрывается следующим образом [2]

$$\int_{P_1}^{P_2} k(P)dP = k_0 \left\{ (P_2 - P_1) + \frac{4b_0}{R} \frac{a}{c^2} (P_s - P_c) \left[ \exp\left(-c \frac{P_1 - P_c}{P_s - P_c}\right) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \left( 1 + c \frac{P_1 - P_c}{P_s - P_c} \right) - \exp\left(-c \frac{P_2 - P_c}{P_s - P_c}\right) \left( 1 + c \frac{P_2 - P_c}{P_s - P_c} \right) \right] \right\}$$

Результаты расчетов приведены на рисунке 5. Как видно из рисунка, реализация условий ППФС зависит от соотношения забойного давления с давлением насыщения и контурным давлением. В случае, когда забойное давление не ниже и близко к давлению насыщения, а контурное давление превышает забойное не более, чем в 2 раза, ППФС реализуется практически на всем пространстве от контура питания до скважины. Когда забойное давление существенно превышает давление насыщения, ППФС практически не реализуется.

### 5. Экспериментальные исследования вытеснения нефти газированными биосистемами

Изучение процесса вытеснения проводили на экспериментальной установке, показанной на рисунке 6.

Эксперимент проводился в следующей последовательности:

- колонка высокого давления, представляющая собой полый стальной цилиндр, обклеенный изнутри кварцевым песком, с длиной рабочей части 1.1 м и внутренним диаметром 0.032 м, путем вертикальной вибрационной трамбовки заполнялась кварцевым песком различных фракций, средним размером  $1.4 \cdot 10^{-5}$  м;
- моделировался слоисто-неоднородный пласт с контактирующими пропластками, что достигалось использованием разделительной перегородки, постепенно удаляемой в процессе заполнения колонки;
- после обвязки экспериментальной установки согласно схеме (рис.6) по стандартной методике определяли объем пор и абсолютную проницаемость пористой среды, которая в среднем составляла  $0.02 \text{ мкм}^2$ ;
- при непрерывном термостатировании ( $T = 303 \text{ °К}$ ) производилось вакуумирование установки;
- модель пласта насыщалась моделью нефти (трансформаторным маслом), и давление повышалось до 2 МПа;
- в бомбе высокого давления готовилась исследуемая газированная биосистема. Газированная биосистема готовилась следующим образом. Система меласса - активный ил (в соотношении 1:1) смешивалась в различных экспериментах с водой или полимерным раствором (0.02% водный раствор ПАА) в соотношении, определяемом

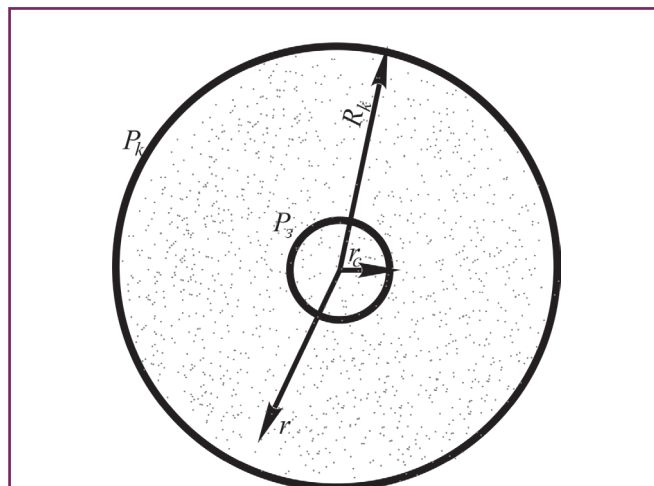


Рис.4. Схема плоскорадиального фильтрационного потока:  
 $P_k, P_3$  – контурное и забойное давления;  
 $R_k, r_c$  – радиус контура питания и скважины

формулой (3). При этом, в указанных термобарических условиях ( $T=303 \text{ °К}$ ,  $P=2 \text{ МПа}$ ) в течении семи суток мы получаем однофазный газированный раствор (табл.1, 2 и формула 3). Действительно согласно таблице 1 из биосистемы меласса - активный ил через семь суток выделяется  $12.66 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , а согласно таблице 2 при указанных термобарических условиях растворимость газа составляет  $8.14 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ ,  $\alpha = 4.08 \text{ нм}^3/\text{м}^3 \text{ МПа}$ . Учитывая, что согласно [2] максимальный эффект ППФС наступает при  $P/P_c = 1.3$  принимаем условие (2) в форме  $G = \alpha/1.3 = 3.14 \text{ нм}^3/\text{м}^3 \text{ МПа}$ . Тогда при давлении 2 МПа в  $1 \text{ м}^3$  жидкости требуется растворять  $6.16 \text{ нм}^3$  выделившейся газовой смеси. Для получения необходимого раствора биосистему (меласса - активный ил) следует смешивать с водой или полимерным раствором в соотношении 1:1. Биосистема приготовленная описанным способом выдерживалась в

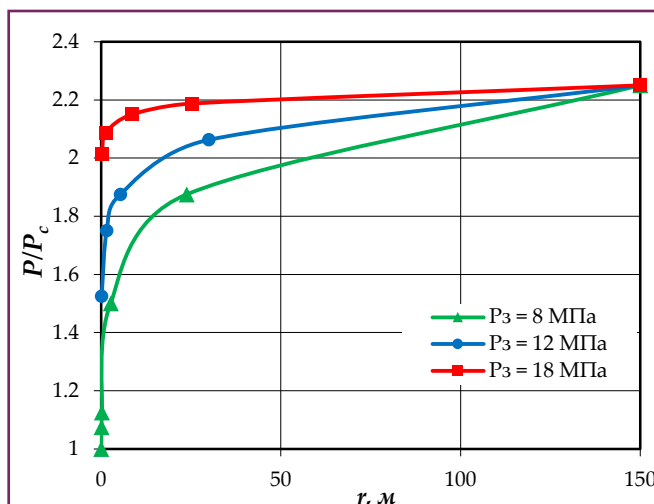


Рис.5. Зависимость соотношения давлений от расстояния от скважины до контура питания



бомбе PVT в течении 7 суток при давлении 2 МПа и температуре 303 °K;

- производилось вытеснение нефти при перепаде давления 0.1 МПа различными биосистемами до полного обводнения модели пласта;
- результаты оформлялись в виде зависимости коэффициента вытеснения от безразмерного объема прокачки.

Вытеснение модели нефти осуществляли следующими биосистемами: дегазированной биосистемой, газированной биосистемой, дегазированной биополимерной системой, газированной биополимерной системой.

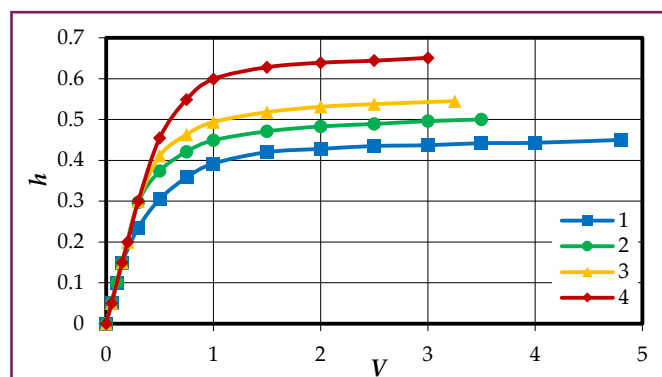
Результаты экспериментов показаны на рисунке 7.

Сопоставляя результаты экспериментов, можно

отметить заметное повышение безводного и конечного коэффициентов вытеснения (соответственно на 10 и 14%) при применении газированной биосистемы по сравнению с дегазированной. Вместе с тем наблюдается существенное сокращение объема прокачиваемой биосистемы в ППФС до полного обводнения продукции.

Во второй серии экспериментов вытеснение осуществлялось биополимерными системами (при псевдопластичной реологии). Как видно из рисунка 7, в данном случае эффективность вытеснения значительно выше, чем в первой серии. При этом, при применении газированной биополимерной системы наблюдается увеличение безводного и конечного коэффициентов вытеснения на 13 и 17% по сравнению с дегазированной биополимерной системой, на 20 и 30% по сравнению с газированной биосистемой, на 25 и 44% по сравнению с дегазированной биосистемой при существенном сокращении относительного порового объема прокачки.

Вместе с тем увеличение концентрации ПАА не приводит к увеличению эффективности вытеснения по сравнению с газированными полимерными растворами. Это объясняется тем, что в процессе вытеснения газированным биополимерным раствором имеют место два процесса – с увеличением концентрации ПАА вязкость вытеснителя повышается, а эффект проскальзывания пористой среды снижается, т.к. увеличивается смачиваемость пористой среды. Вместе с тем, при использовании газированных полимерных растворов существенно сокращается расход дорогостоящего полимера. Действительно эффективность вытеснения биосистемы после выдержки с добавкой ПАА в концентрации 0.02% равна эффективности вытеснения водного раствора ПАА в концентрации 0.03% (рис.7, кривая 4).



**Рис.7. Зависимость коэффициента вытеснения ( $\eta$ ) от относительного порового объема прокачки ( $V$ ):**

1 – дегазированная биосистема; 2 – газированная биосистема; 3 – дегазированная биополимерная система; 4 – газированная биополимерная система и 0.03%-ный раствор ПАА

### Выводы

- Показана возможность приготовления и применения газированных биосистем в ППФС;
- Разработаны теоретические и практические основы приготовления однофазных газированных растворов и реализации ППФС в пластовых условиях;
- На основе экспериментальных исследований показана эффективность вытеснения газированными биосистемами по сравнению с дегазированными;
- Показана возможность эффективного применения газированных гибридных биополимерных систем.

### Литература

1. Багиров, О. Т., Исмаилова, С. Д., Исмаилов, А. Д. (2002). Интенсификация нефтеизвлечения на основе релаксационных свойств биореагентов. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 10, 14-18.
2. Сулейманов, Б. А. (2006). Особенности фильтрации гетерогенных систем. *Москва-Ижевск: ИКИ*.
3. Меликов, Г. Х., Азизов, М. Г. (1988). Экспериментальное исследование влияния релаксационных свойств газожидкостных систем на фильтрацию в неоднородных пористых средах. *Известия ВУЗов СССР. Нефть и Газ*, 10, 35–38.
4. Вахитов, Г. Г., Мирзаджанзаде, А. Х., Рыжик, В. М. и др. (1977). Особенности вытеснения водой нефтей с вязкоупругими свойствами. *Нефтяное хозяйство*, 4, 38–41.
5. Аметов, И. М., Хавкин, А. Я., Бученков, Л. Н. и др. (1997). Повышение нефтеотдачи – новые возможности. *Нефтяное хозяйство*, 1, 30–32.
6. Сулейманов, Б. А. (2012). Механизм эффекта скольжения при течении газированных неньютоновских жидкостей. *Коллоидный журнал*, 74(6), 764–768.
7. Намиот, А. Ю. (1991). Растворимость газов в воде. *Москва: Недра*.
8. Мирзаджанзаде, А. Х., Аметов, И. М., Богопольский, А.О. (1998). Способ разработки нефтяной залежи. *А.С. СССР 1822219*.
9. Шахвердиев, А. Х., Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. и др. (1998). Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта. *Патент РФ 2114291*.
10. Шахвердиев, А. Х., Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. и др. (1998). Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта. *Патент РФ 2114292*.

### References

1. Bagirov, O. T., Ismailova, S. D., Ismailov, A. D. (2002). Stimulation of oil production at the expense of relaxation properties of bio-reagents. *Azerbaijan Oil Industry*, 10, 14-18.
2. Suleimanov, B. A. (2006). Specific features of heterogeneous system filtration. *Moscow-Izhevsk: ICR*.
3. Melikov, G. Kh., Azizov, M. G. (1988). Experimental study of the relaxation effect properties of gas-liquid systems on filtration in nonhomogeneous porous media. *Izvestiya VUZ SSSR. Neft i Gaz*, 10, 35–38.
4. Vahitov, G. G., Mirzadzhanzade, A. H., Ryzhik, V. M. i dr. (1977). Osobennosti vytesneniya vodoj neftej s vyazkouprugimi svojstvami. *Neftyanoe hozyajstvo*, 4, 38–41.
5. Ametov, I. M., Khavkin, A. Ya., Buchenkov, L. N., et al. (1997). New opportunities for enhanced oil recovery. *Oil Industry*, 1, 30–32.
6. Suleimanov, B. A. (2012). The mechanism of slip in the flow of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 74(6), 726–730.
7. Namiot, Yu. A. (1991). Solubility of gases in water. *Moscow: Nedra*.
8. Mirzadzhanzade, A. Kh., Ametov, I. M., Bogopol'skij, A. O. (1998). Method for development of oil deposit. *SU Patent 1822219*.
9. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. (1998). Method for treating bottom-hole zone of oil bed. *RU Patent 2114291*.
10. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. (1998). Method for treating bottom-hole zone of oil bed. *RU Patent 2114292*.



## Теоретические и практические основы применения газированных биосистем при интенсификации добычи нефти

Б.А. Сулейманов<sup>1</sup>, С.Дж. Рзаева<sup>1</sup>, У.Т. Ахмедова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

<sup>2</sup>SOCAR Downstream Management LLC, Баку, Азербайджан

### Реферат

Одним из перспективных методов воздействия на пласт, способствующим более полному извлечению нефти из месторождений, находящихся в длительной эксплуатации, является микробиологическое воздействие. В результате применения микробиологического метода воздействия в пласте образуются нефтевытесняющие агенты, а также генерируется значительное количество газов, доминирующее место среди которых занимает углекислый газ. Ранее авторам не удалось изучить особенности приготовления газированных биосистем и условия реализации в предпереходном фазовом состоянии (ППФС) в пластовых условиях.

Установлено, что газированные системы в ППФС обладают лучшими нефтевытесняющими свойствами, чем негазированные системы. Поэтому, в неоднородной пористой среде профиль фильтрации газированных жидкостей в ППФС должен быть более равномерным, чем для дегазированной жидкости.

На основе экспериментальных исследований показана эффективность вытеснения газированными биосистемами по сравнению с дегазированными. Выявлена возможность эффективного применения газированных гибридных биополимерных систем.

**Ключевые слова:** газированные; биосистема; микробиологический; предпереходное фазовое состояние; эффект проскальзывания; увеличение нефтеотдачи.

## Neft hasilatının intensivləşdirilməsində qazlı biosistemlərin tətbiqinin nəzəri və təcrübi əsasları

В.Ə. Süleymanov<sup>1</sup>, S.C. Rzayeva<sup>1</sup>, Ü.T. Əhmədova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

<sup>2</sup>SOCAR Downstream Management LLC, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Uzun müddət istismarda olan yataqlardan neftin daha tam çıxarılmasına imkan yaradan perspektivli laya təsir üsullarından biri də mikrobioloji təsir üsuludur. Mikrobioloji təsir üsulunun tətbiqi nəticəsində layda neft sıxışdırıcı agent yaranır, həmçinin əhəmiyyətli miqdarda qazlar əmələ gəlir ki, bunların da arasında karbon qazı üstünlük təşkil edir. Əvvəllər müəlliflər qazlı biosistemlərin hazırlanması xüsusiyyətlərini və lay şəraitində keçidqabağı faza vəziyyətində həyata keçirilməsi şərtlərini öyrənməyə nail olmamışdırdar.

Müəyyən olunmuşdur ki, keçidqabağı faza vəziyyətində qazlı sistemlər qazsız sistemlərə nisbətən daha yaxşı neftsıxışdırma xassələrinə malikdirlər. Buna görə də, qeyri-bircins məsaməli mühitdə keçidqabağı faza vəziyyətində qazlı mayelərin filtrasiya profili, qazsızlaşdırılmış maye ilə müqayisədə daha hamar olmalıdır.

Eksperimental tədqiqatlar əsasında qazsızlaşdırılmış biosistemlərlə müqayisədə qazlı biosistemlərlə sıxışdırmanın səmərəliliyi göstərilmişdir. Qazlı hibrid biopolimer sistemlərin səmərəli istifadəsinin mümkünlüyü aşkar edilmişdir.

**Açar sözlər:** qazlı; biosistem; mikrobioloji; keçidqabağı faza vəziyyəti; sürüşmə effekti; neftveriminin artırılması.