

В заключение можно утверждать, что контроль вытяжки верхней ступени эксплуатационной колонны при ее компенсационном натяжении и учет (на основе прочностных расчетов) возможной просадки обвязанных на устье колонн (после установки натянутой эксплуатационной колонны на колонную головку) повысят надежность крепи паронагнетательных скважин.

#### Литература

1. Антониади Д. Г., Бекух И. И., Гарушев А. Р. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти. М.: Недра, 1996. 112 с.
2. Бекух И. И., Лукьянов В. Т., Гиладев Г. Г., Кошелев А.Т. Особенности расчета обсадных колонн для нефтяных паронагнетательных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2001. № 5–6. С. 19–21.
3. Перейма А. А., Димитриади Ю.К. Применение дисперсно-армированных тампонажных материалов для повышения эффективности строительства и эксплуатации скважин // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. Ставрополь: Изд-во СКФУ. 2013. № 5 (38). С. 27–23.
4. Перейма А. А., Олейников А. Н., Барыльник В. С., Герасименко М. В. Дисперсное армирование цементного камня как способ повышения его трещиностойкости // Сб. науч. трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тюмень: Флат, 2011. С. 169–171.

УДК 622.279.23

**Петренко Николай Николаевич, Бекетов Сергей Борисович,  
Петренко Василий Иванович**

## **МАСШТАБЫ ОСУШЕНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ПРИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССЕ**

*В статье рассматривается, как при сайклинг-процессе нагнетаемый в месторождение сухой газ испаряет остаточную воду. В работе выполнена оценка объемов порового пространства, в пределах которых произошло полное осушение пласта вокруг средней нагнетательной скважины.*

*Ключевые слова: сайклинг-процесс, призабойная зона, осушение, влагосодержание.*

**Petrenko Nikolay N., Beketov Sergey B., Petrenko Vasily I.**

### **RESERVOIR BED DRAINAGE SCALE IN CYCLING PROCESS**

*In case of cycling process the dry gas injected into the field evaporates the residual water. This work offers an evaluation of the pore space within which complete drainage of the bed took place around the middle injection well.*

*Keywords: cycling process; bottomhole formation zone; drainage; moisture load.*

Ранее уже рассматривался процесс осушения призабойной зоны скважин в пределах подземного хранилища газа (ПХГ), созданного в хадумском горизонте Северо-Ставропольского газового месторождения [1]. В большинстве случаев закачиваемый в ПХГ сухой газ имеет пониженную по сравнению с пластовой температурой, и процесс осушения призабойных зон скважин происходит поэтапно. Даже при пониженной температуре нагнетаемого газа он из-за огромной площади соприкосновения с остаточной водой практически мгновенно [2] насыщается влагой до равновесного состояния путём испарения воды. Затем по мере продвижения к центральной части ПХГ температура газа постепенно повышается и его влагосодержание возрастает за счёт дальнейшего испарения остаточной воды. При отборе газа из ПХГ в случае пониженной его по сравнению с пластовой температуры он и при обратном движении теперь уже к добывающим скважинам постепенно нагревается и донасыщается

парообразной влагой. В этом случае и при отборе газа может происходить испарение остаточной воды в пределах значительных зон ПХГ, в зонах депрессионных воронок и в призабойных зонах скважин [1].

При сайклинг-процессе газ всегда движется от нагнетательных скважин к добывающим. В случае высокого давления в залежи за счёт сжатия в компрессорных установках газ может приобрести высокую температуру, равную пластовой температуре, что сразу после поступления сухого газа в продуктивные пласты приводит к испарению значительных объёмов остаточной воды, причём не только в призабойных зонах скважин, которые уже могут быть осушенными, но и в пределах репресссионных воронок.

Оценка размеров осушения порового пространства в пределах призабойных зон и репресссионных воронок нагнетательных скважин имеет большое научное и практическое значение. Важно установить, происходит ли повышение приёмистости скважин в результате возрастания газонасыщенности порового пространства, или, наоборот, приёмистость понижается в результате выпадения солей в сужениях поровых каналов.

В месторождении GE сайклинг-процесс был осуществлён нагнетанием в залежи огромных объёмов сухого газа по проекту (см. рисунок), созданному американскими специалистами [3].

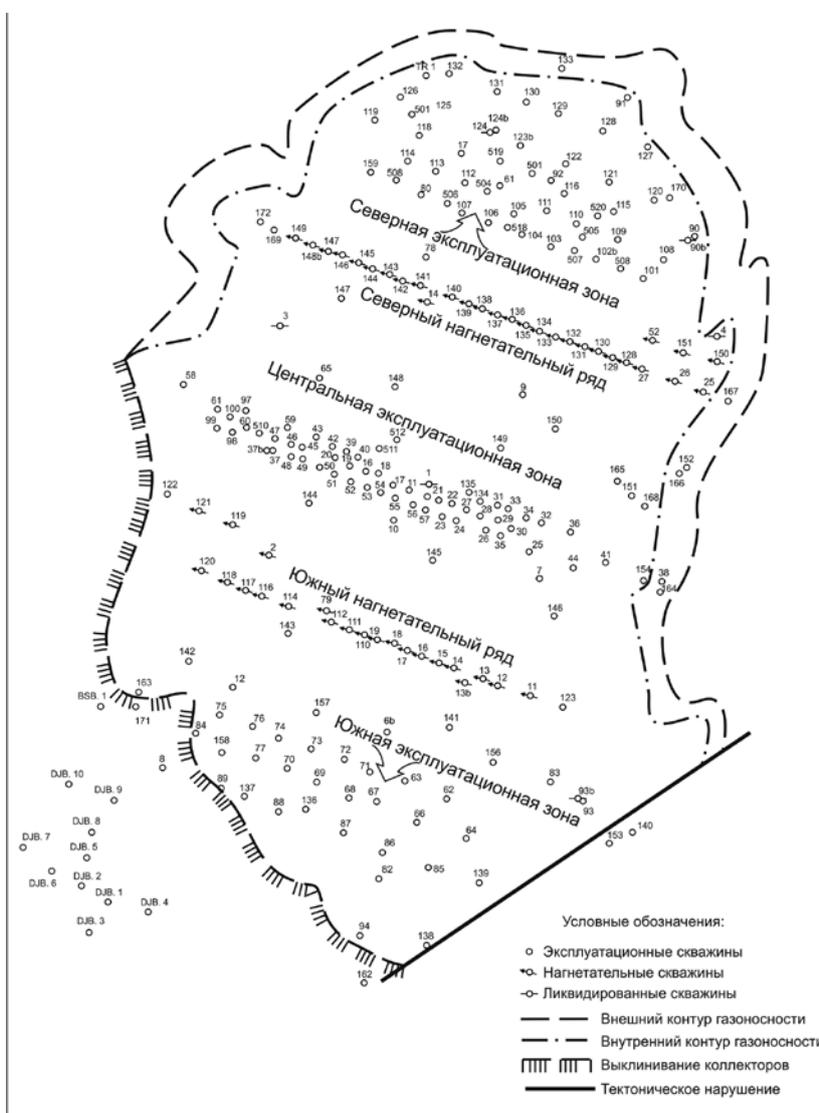


Рис. Расположение эксплуатационных и нагнетательных скважин на месторождении GE

В месторождении GE в качестве объектов разработки были выделены горизонты I, II, III, параметры которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Параметры залежей месторождения GE**

Основные параметры залежей	Горизонты		
	I	II	III
Площадь газоносности, км <sup>2</sup>	3171,1	961,9	1382,3
Средняя толщина пласта, м	13,4	8,7	18,1
Общая толщина пород, м	40,2		
Объём газонасыщенных пород, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>	42492,7	8368,5	25019,6
Средняя пористость, %	15,6	14,2	17,5
Средневзвешенная пористость, %	16,07		
Средняя проницаемость	149,90	103,40	381,17
Средняя водонасыщенность пород, %	19,6	22,2	14,8
Средневзвешенная водонасыщенность, %	18,30		
Средняя газонасыщенность пород, %	80,4	77,8	85,2
Средневзвешенная газонасыщенность, %	81,70		
Начальное пластовое давление (p <sub>0</sub> ), МПа	30,51	30,51	30,51
Пластовая температура (T <sub>0</sub> ), °C	90	90	90
Коэффициент отдачи, %	85	85	85
Начальные запасы газа, 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	1263,044	214,119	881,115
Итого начальных запасов, 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	2 358,278		
Извлекаемые запасы газа, 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	1073,587	182,001	748,948
Итого извлекаемых запасов, 10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	2 004,536		
Содержание конденсата при p <sub>0</sub> и T <sub>0</sub> , г/м <sup>3</sup>	184,14	184,14	184,14
Запасы конденсата, 10 <sup>6</sup> т	434,253		
Коэффициент пластового объёма газа при p <sub>0</sub> , T <sub>0</sub> , нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	238	238	238

Из приведенных данных видно, что пласты-коллекторы обладают низкой водонасыщенностью (от 14,8 до 22,2 %), обуславливающей сравнительно пониженное количество остаточных вод в пластах-коллекторах, и, как следствие, осушение большего по объёму порового пространства при нагнетании сухого газа в залежи.

Сайклинг-процесс в месторождении GE осуществлялся нагнетанием сухого газа в 52 нагнетательные скважины, расположенные в виде двух нагнетательных рядов со средним расстоянием между скважинами 1,53 км (табл. 2). Малое расстояние между нагнетательными скважинами было предусмотрено с целью фронтального продвижения газа от нагнетательного ряда к эксплуатационным скважинам во избежание глубокого прорыва сухого газа по пластам.

Таблица 2

## Расстояние между нагнетательными скважинами

Скважины	Расстояние, км	Скважины	Расстояние, км
<b>Северный нагнетательный ряд</b>			
ГЕН-49 – ГЕН-48	1,2	ГЕН-37 – ГЕН-36	1,25
ГЕН-48 – ГЕН-47	1,2	ГЕН-36 – ГЕН-35	1,2
ГЕН-47 – ГЕН-46	1,2	ГЕН-35 – ГЕН-34	1,25
ГЕН-46 – ГЕН-45	1,2	ГЕН-34 – ГЕН-33	1,2
ГЕН-45 – ГЕН-44	1,2	ГЕН-33 – ГЕН-32	1,2
ГЕН-44 – ГЕН-43	1,2	ГЕН-32 – ГЕН-31	1,25
ГЕН-43 – ГЕН-42	1,25	ГЕН-31 – ГЕН-30	1,3
ГЕН-42 – ГЕН-41	1,2	ГЕН-30 – ГЕН-29	1,2
ГЕН-41 – ГЕН-40	2,45	ГЕН-29 – ГЕН-28	1,25
ГЕН-40 – ГЕН-39	1,2	ГЕН-28 – ГЕН-27	1,15
ГЕН-39 – ГЕН-38	1,25	ГЕН-27 – ГЕН-26	2,5
ГЕН-38 – ГЕН-37	1,2	ГЕН-26 – ГЕН-25	2,4
Среднее расстояние между скважинами в ряду – 1,37 км			
<b>Южный нагнетательный ряд</b>			
ГЕН-20 – ГЕН-18	2,5	ГЕН-8 – ГЕН-7	1,1
ГЕН-18 – ГЕН-17	1,2	ГЕН-7 – ГЕН-6	1,3
ГЕН-17 – ГЕН-16	1,25	ГЕН-6 – ГЕН-5	1,35
ГЕН-16 – ГЕН-14	2,4	ГЕН-5 – ГЕН-4	1,1
ГЕН-14 – ГЕН-12	3,7	ГЕН-4 – ГЕН-3	2,7
ГЕН-12 – ГЕН-11	1,3	ГЕН-3 – ГЕН-2	1,2
ГЕН-11 – ГЕН-10	1,2	ГЕН-2 – ГЕН-1	2,4
ГЕН-10 – ГЕН-9	1,2	ГЕН-1 – ГЕН-23	2,6
ГЕН-9 – ГЕН-8	1,2		
Среднее расстояние между скважинами в ряду – 1,75 км			
Среднее расстояние между скважинами обоих рядов – 1,53 км			

Нам известны объёмы нагнетаемого газа в некоторые скважины за ноябрь 1980 г. (табл. 3), что позволяет оценить для отдельных скважин расстояния от них, в пределах которых возможно полное испарение остаточной воды, т.е. полное осушение порового пространства.

Таблица 3

## Средний дебит нагнетания газа в течение ноября 1980 г.

Скважина	Суточный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Суммарный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup>	Скважина	Суточный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Суммарный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup>
ГЕН-1	1680	50400	ГЕН-8	1348	40440
ГЕН-2	790	23700	ГЕН-9	3272	98160
ГЕН-3	1016	30480	ГЕН-11	1876	56280
ГЕН-13	815	24450	ГЕН-12	353	10590

Скважина	Суточный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Суммарный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup>	Скважина	Суточный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Суммарный дебит закачки газа, тыс. м <sup>3</sup>
ГЕН-5	934	28020	ГЕН-19	1695	50850
ГЕН-7	3410	102300	ГЕН-14	754	22620
Среднесуточный дебит нагнетания – 1495,25 тыс. м <sup>3</sup> /сут					

Оценка выполнена для двух скважин: с максимальной (ГЕН-9 – 3,272 × 106 м<sup>3</sup>/сут) и минимальной (ГЕН-12 – 0,353 × 106 м<sup>3</sup>) приёмистостью газа. Оценка осуществлялась следующим образом.

Для различных значений радиуса вокруг скважин находилось количество остаточной воды по следующему алгоритму. В пределах заданного радиуса определялся объём пород из выражения:

$$V_{\text{пород}} = \pi R^2 \times h,$$

где  $R$  – радиус, м;

$h$  – толщина пласта в нагнетательной скважине, м.

Объём порового пространства определяется по формуле:

$$V_{\text{пор. пр.}} = V_{\text{пород}} \times m,$$

где  $m$  – средняя пористость, %.

Количество остаточной воды

$$V_{\text{ост. воды}} = V_{\text{пор. пр.}} \times K_g,$$

где  $K_g$  – коэффициент водонасыщенности.

Так как по нагнетательным скважинам неизвестны величины толщин пород, пористости коллекторов и водонасыщенности порового пространства, оценку можно выполнить по основным параметрам средней скважины. В табл. 4 для средней нагнетательной скважины приведены следующие значения: толщина породы-коллектора – 21,3 м, пористость – 16,2 %, водонасыщенность порового пространства – 17,96 %. Указанные параметры определены взвешиванием через число скважин, вскрывающих отдельные пласты.

Таблица 4

#### Определение параметров средней нагнетательной скважины

Горизонт	Толщина, м	Пористость, %	Водонасыщенность, %	Число скважин, вскрывших продуктивный горизонт
I	13,4	15,6	19,6	16
II	8,7	14,2	22,2	3
III	18,1	17,5	14,8	13
I+II	22,1	15,4	20,0	2
I+III	31,5	16,3	17,8	14
II+III	26,8	16,7	16,7	1
I+II+III	40,2	16,1	18,3	3
Средняя скважина	21,3	16,2	17,96	52

Используя параметры для средней скважины, рассчитали количество остаточной воды в призабойной зоне и в репрессионной воронке на различных расстояниях в виде радиусов (табл. 5).

Для определения радиуса испарения остаточной воды в течение года в призабойной зоне и в репрессионной воронке скважины ГЕН-9 принимается ранее рассчитанное по специальной программе среднее влагосодержание газа в месторождении GE в 1980 г. (1,536 г/м<sup>3</sup>). Используя формулу:

$$V_{\text{исп}} = V_{\text{нагн.}} \times W_{\text{сп}},$$

где  $V_{\text{нагн.}}$  – объём нагнетаемого газа, м<sup>3</sup>;  $W_{\text{сп}}$  – средневзвешенное влагосодержание пластового газа за 1980 г. осуществления сайклинг-процесса, г/м<sup>3</sup>.

Отсюда получаем:

$$V_{исп} = 1194,28 \times 106 \text{ м}^3 \times 1,536 \text{ г/м}^3 = 1834,414 \text{ т}.$$

Таблица 5

**Количество остаточной воды в пласте-коллекторе  
средней нагнетательной скважины**

Радиус вокруг скважины, м	Площадь вокруг скважины, м <sup>2</sup>	Объём пород-кол- лекторов вокруг скважины, м <sup>3</sup>	Объём порового пространства, м <sup>3</sup>	Количество оста- точной воды, м <sup>3</sup>
1	3,14	66,96	10,86	1,95
5	78,54	1674,1	271,6	48,8
10	314,15	6696,2	1086,3	195,1
15	706,84	15066,5	2444,2	438,9
20	1256,60	26784,9	4345,3	780,2
25	1963,44	41851,4	6789,5	1219,1
30	2827,35	60266,1	9776,8	1755,5
35	3848,34	82028,8	13307,4	2389,5
40	5026,40	107139,6	17381,1	3121,0
50	7853,75	167405,7	27157,91	4876,5
60	11309,40	241064,2	39107,39	7022,2
70	15393,35	328115,2	53229,51	9558,0
80	20105,60	428558,6	69524,25	12483,9
90	25446,15	542394,5	87991,63	15799,9
100	31415,00	669622,8	108631,64	19506,0
110	38012,15	810243,6	131444,29	23602,3
120	45237,60	964256,8	156429,57	28088,7
130	53091,35	1131662,5	183587,48	32965,2

Таким образом, в случае сохранения дебита нагнетания постоянным остаточная вода вокруг скважины ГЕН–9 будет испарена в течение одного года в радиусе более 30 м. Если бы дебит нагнетания газа в скважину сохранялся в течение всего 18-летнего периода закачки газа в месторождение, то было бы испарено  $33,019 \times 10^3 \text{ м}^3$  остаточной воды, т. е. в радиусе более 130 м от скважины (см. табл. 5).

Нам известно количество газа, закачанного в месторождение за 18-летний период осуществления сайклинг-процесса, равное  $420,29 \times 10^9 \text{ м}^3$ , а также число нагнетательных скважин (52), что позволяет определить количество газа, нагнетаемого в одну среднюю скважину, и среднее расстояние от скважины, в пределах которого произошло полное осушение порового пространства.

Количество газа, закачанного в одну нагнетательную скважину, составило

$$420,29 \times 10^9 \text{ м}^3 / 52 \text{ скв} = 8,0825 \times 10^9 \text{ м}^3.$$

Средневзвешенное влагосодержание пластового газа за весь период нагнетания составило  $1,8797 \text{ г/м}^3$ .

Находим объем испарившейся остаточной воды для средней скважины:

$$V_{исп} = 8082,5 \times 106 \text{ м}^3 \times 1,8797 \text{ г/м}^3 = 15,193 \times 10^3 \text{ т}.$$

Получаемые в эксплуатационных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений конденсационные воды являются пресными с плотностью  $1,0000 - 1,0001 \text{ т/м}^3$ , поэтому можно говорить

о том, что для средней скважины месторождения GE объём испарившейся остаточной воды составил  $15,193 \times 103 \text{ м}^3$ .

В результате испарения такого количества остаточной воды расстояние от средней скважины, в пределах которого произошло полное осушение порового пространства пласта-коллектора, составило около 90 м (см. табл. 5).

#### *Литература*

1. Петренко В. И., Зиновьев В. В., Зленко В. Я. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра, 2003. 511 с.
2. Попов В. И. О содержании влаги в газе при движении его из пласта к потребителю // Газовое дело. 1966. № 10. С. 6–8.
3. Ghalem T., Terkmani M., Petrenko V., Potukaev V. Geodynamiques des fluides dans le cadre du gisement de Hassi R'Mel // 4-eme Seminaire National des Science de la Terre, Alger, 5–7 Juin 1982: Resumes. Alger: Centre National de Recherches et d'Applications des Geosciences (C.R.A.G.), Institut des Sciences de la Terre (I.S.T.), 1982. P. 46.

УДК 553.982

**Тайменева Юлия Юрьевна, Лялин Александр Викторович**

## **ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ВОЛНОВОГО ПОЛЯ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ И ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В НЕФТЕПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСАХ ПОВХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*В статье рассматривается изучение тектонико-динамической обстановки, выявление особенностей тектонической модели с позиции возникновения зон субвертикальной деструкции с которыми связывается повышение содержания нефтяной фракции в жидкости.*

*Ключевые слова: зоны субвертикальной деструкции, динамический анализ волнового поля, разрывные нарушения, дизъюнктивная тектоника, зоны трещиноватости.*

**Taymeneva Yulia Y., Lyalin Alexander V.**

### **DYNAMIC ANALYSIS OF WAVE FIELD IN ORDER TO DETECT TECTONIC AND GEODYNAMIC SITUATION IN OIL-PRODUCTIVE FACILITIES AT POVKHOVSKOE OIL FIELD**

*The article presents a view on investigation of the tectonic-dynamic situation, detecting specific features about the tectonic model from the stance of subvertical destruction zones emergence, which are related to increased oil fraction in the liquid.*

*Keywords: subvertical destruction zones; wave field dynamic analysis; discontinuous disturbances; disjunctive tectonics; fissuring zones.*

На данный момент соответствующие исследования проведены на Западно-Повховском и Южно-Котухтинском участках месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», где изучалась тектоно-динамическая обстановка в отложениях горных пород, приуроченный к пласту ЮВ1 всюганской свиты (верхняя юра, оксфордский ярус J3o). Были выявлены особенности тектонической