

УДК 622.276.344

## ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К БОКОВЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС)

Б.Х. Нугманов

*Одним из путей увеличения добычи нефти добывающих скважин является снижение фильтрационного сопротивления призабойной зоны. Наряду с известными способами стимуляции, современными методами обработки призабойной зоны скважины большой интерес вызывает зарезка боковых горизонтальных стволов.*

*Для месторождения Каламкас был проведен комплекс геолого-геофизических и промысловых исследований, построены корреляционные схемы, позволяющие проследить литологическую выдержанность пласта, уточнены структурные карты и карты разработки, обоснованы мероприятия по выбору скважин для зарезки одного и более горизонтальных стволов, а также проведены гидродинамические расчеты оценки их дебитов.*

*Ключевые слова: боковой горизонтальный ствол, технологическая эффективность, проницаемость, обводненность, вовлеченные запасы нефти.*

В настоящее время во всем мире наблюдается повышенный интерес к использованию горизонтальных скважин (далее – ГС) при разработке месторождений, характеризующихся сложнопостроенными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами нефти [1, 2]. При разработке таких месторождений ГС позволяют охватить периферийные нефтеносные и подгазовые зоны, увеличить дренаж, вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти и существенно увеличить темпы освоения доказанных запасов.

Анализ опубликованного материала показывает, что проведенные теоретические исследования как для однородных, так и однородно-анизотропных сложнопостроенных коллекторов выявили большую значимость ГС при дальнейшей доработке месторождений [1, 3, 4]. Проведенные комплексы геологических, петрофизических, геомеханических и другие исследований показали, что большинство разрабатываемых продуктивных коллекторов нефтяных месторождений Казахстана являются слоисто-неоднородными. Неоднородность как по разрезу, так и по площади разрабатыва-

емых залежей может оказывать существенное влияние на оценку текущих дебитов при освоении горизонтальных скважин. В процессе разработки на нефтяных месторождениях выделяют 4 стадии, и в поздней стадии разработки месторождений с поддержанием пластового давления необходимо своевременно решать комплекс взаимосвязанных геолого-промысловых задач, направленных на увеличение темпов отбора нефти, коэффициента нефтеотдачи, уменьшения обводненности добывающих скважин, выравнивания фронта закачиваемой воды и т.д.

Одним из путей увеличения добычи нефти добывающих скважин является снижение фильтрационного сопротивления призабойной зоны. Наряду с известными способами стимуляции, современными методами обработки призабойной зоны скважины (далее – ПЗС) большой интерес вызывает зарезка боковых горизонтальных стволов (далее – БГС).

Зарезку боковых горизонтальных стволов можно рассматривать как новый метод реабилитации месторождения, находящегося в поздней стадий разработки, который

с экономической точки зрения более рентабельны по сравнению с бурением новых эксплуатационных вертикальных скважин.

Рассмотрим геолого-промысловые условия выбора блоков и первоочередных участков на м. Каламкас для применения

горизонтальных и горизонтальных многоствольных технологий.

Схемы траекторий горизонтального участка скважин № 1, 2 и 3 м. Каламкас показаны рис. 1–3.

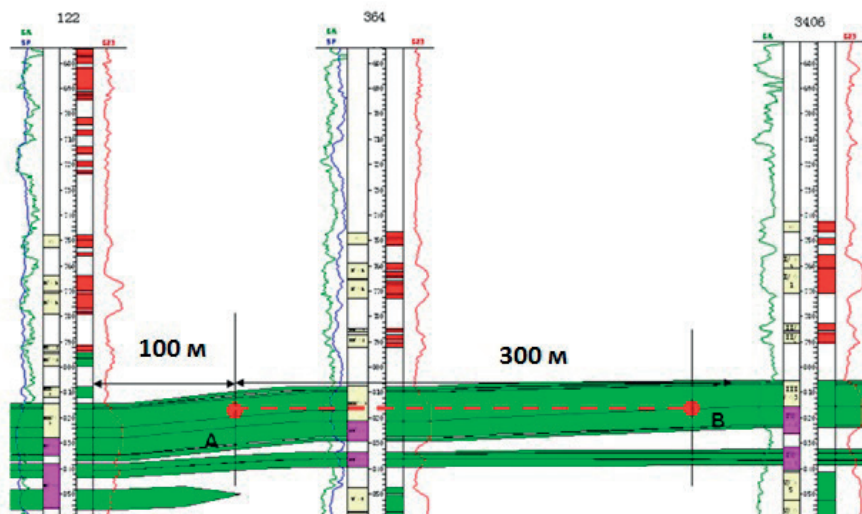


Рисунок 1. Схема траектории горизонтального участка скв. № 1

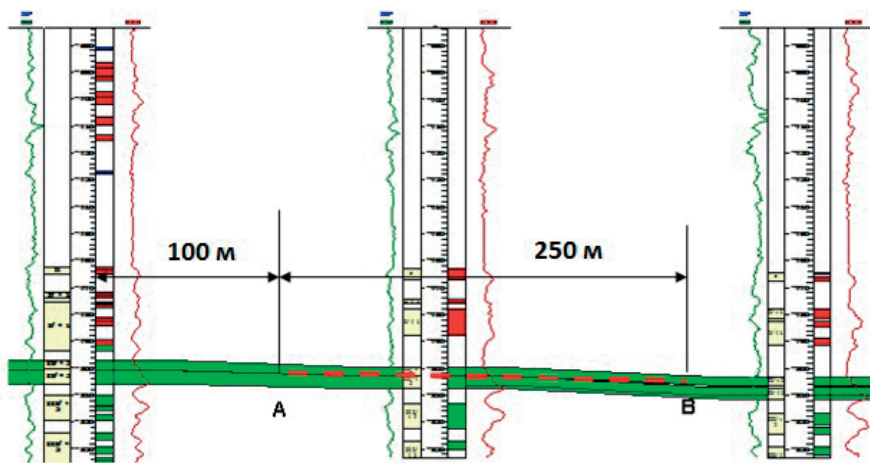


Рисунок 2. Схема траектории горизонтального участка скв. № 2

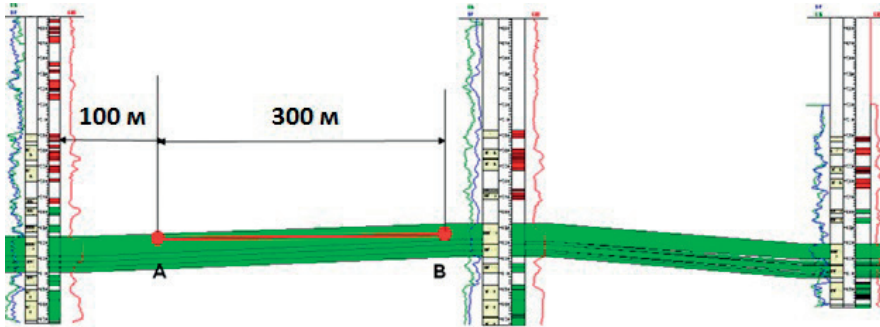


Рисунок 3. Схема траектории горизонтального участка скв. № 3

Для решения задачи притока жидкости к горизонтальным стволам по указанным на рис. 1–3 траекториям можно представить в общем виде схемы (рис. 4).



Рисунок 4. Схема сечения пласта плоскостью, проходящей через оси вертикальной и боковой горизонтальной скважины

$h$  – толщина пласта,  $l$  – длина горизонтального ствола,  $a$  – расстояние от устья до начала участка горизонтального ствола

При сравнении схемы на рис. 4 с траекториями горизонтальных стволов скважин, представленных на рис. 1–3, мы видим, что для скв. № 1 и 3  $a = 100$ ,  $l = 300$  м, а для

скв. № 2 –  $a = 100$ ,  $l = 250$  м.

Проекция таких скважин на плоскости подошвы пласта будет иметь вид, изображенный на рис. 5.

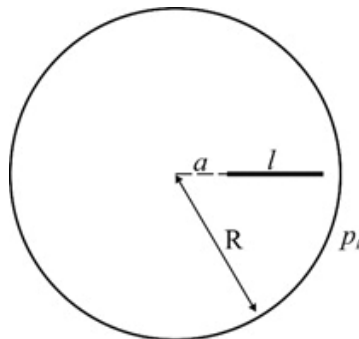


Рисунок 5. Схема проекции сечения кругового пласта плоскостью, проходящей через ось горизонтального участка скважины

Рассмотрим решение гидродинамической задачи притока жидкости [2] к скважине с БГС в общем виде, показанной на рис. 4 и 5.

Дебит рассмотренной боковой горизонтальной скважины получим как разность

дебитов двух боковых ГС, одна из которой является добывающей с длиной ствола  $a+l$ , а другая нагнетательной с длиной ствола  $a$ .

Приток жидкости к горизонтальной скважине с длиной ствола  $a+l$  и дебитом  $Q_1$  имеет вид (1):

$$p_k - p_c = \frac{\mu Q_1}{2\pi k h} \left\{ \ln \frac{A_1 r_k}{l+a} + \frac{h}{(l+a)} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right] \right\} \quad (1)$$

где:  $k$  – коэффициент проницаемости пласта,  $h$  – толщина пласта,  $\mu$  – коэффициент вязкости жидкости,  $p_k$  – значение давления на контуре питания,  $p_c$  – среднее значение давления на стволах (забоях) горизонтальных скважин,  $R$  – расстояние до

контура питания, т.е. в данном случае расстояние до середины расстояния между рассмотренной и близлежащей (соседней) скважинами.

Из этой формулы дебит  $Q_2$  определяем в следующем виде (2):

$$Q_1 = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu} \frac{1}{\ln \frac{A_1 r_k}{l+a} + \frac{h}{(l+a)} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \quad (2)$$

а формула с расходом жидкости  $Q_2$  горизонтальной скважины с длиной ствола  $a$ , имеет вид (3):

$$p_k - p_c = -\frac{\mu Q_2}{2\pi k h} \left\{ \ln \frac{A_1 r_k}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right] \right\} \quad (3)$$

Из этой формулы определяем (4):

$$Q_2 = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu} \frac{1}{\ln \frac{A_1 r_k}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \quad (4)$$

Вычитая из уравнение (2) уравнение (4) и обозначив  $Q_1 - Q_2 = Q$ , для дебита сква-

жины с боковым горизонтальным стволом, схема которой показана на рис. 4, получим формулу:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu} \left\{ \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} - \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \right\} \quad (5)$$

Дебит скважины с одним БГС на основании формулы (5) и схемы на рис. 5, с целью

проведения гидродинамических расчетов удобно написать в следующем виде (6), (7):

$$Q = G^*(x_2 - x_1), \quad (6)$$

$$G = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu}, \quad (7)$$

где

$$x_2 = \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]}, \quad x_1 = \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \quad (8)$$

Отметим, что все выше полученные формулы относятся к случаю определения технологических показателей разработки после проведения первой БГС.

Проведенные в одной и той же скважине две БГС, проекция скважины на подошву пласта после этого имеет вид, показанный на рис. 6.

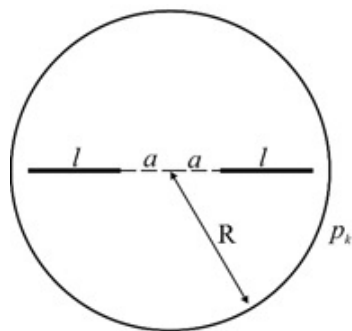


Рисунок 6. Схема проекции сечения кругового пласта плоскостью, проходящей через оси двух разветвленно-горизонтальных скважин на подошву пласта

Требуется определить объемы дополнительной добычи нефти в результате проведенных двух БГС.

Отметим, что и в этом случае формула притока жидкости к скважине будет иметь

вид формулы (5) с той разницей, если для рис. 5 коэффициент  $A_1=3,1422$ , то для рис. 6 будет коэффициент  $A_2=2,0828$ . Таким образом, формула немного изменится, в частности, будет формула (9):

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu} \left\{ \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} - \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \right\} \quad (9)$$

С целью проведения гидродинамических расчетов, как в случае вычисления по формуле (5), примем следующие обозначения (10), (11):

$$Q = G^*(y_2 - y_1) \tag{10}$$

$$G = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu} \tag{11}$$

где

$$y_2 = \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0 / h)} \right]}, \quad y_1 = \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[ \frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0 / h)} \right]} \tag{12}$$

В формулах (1)–(8) параметр  $A_1 = 3,1422$ , а в формулах (9)–(12)  $A_2 = 2,0828$ .

С целью проведения гидродинамических вычислений примем геолого-промысловые характеристики пласта в следующем виде:

ских вычислений примем геолого-промысловые характеристики пласта в следующем виде:

$$h = 20 \text{ м}, k = 0,3 * 10^{-12} \text{ м}^2, \mu = 3 * 10^{-3} \text{ Па} * \text{с}, p_k - p_c = 5 \text{ МПа} = 5 * 10^6 \text{ Па}$$

Для этих значений параметров:

$$G = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu} = \frac{2 * 3,1416 * 0,3 * 10^{-12} \text{ м}^2 * 20 \text{ м} * 5 * 10^6 \text{ Па}}{3 * 10^{-3} \text{ Па} * \text{с}} = 62,832 * 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} = 5428,682 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

По формулам (5)–(8) и (9)–(12) произведены гидродинамические вычисления и определены значения следующих выражений:

- для скв. № 1 и № 3  $a=100 \text{ м}, l=300 \text{ м}$  получили:

$$k_1 = \frac{0,547}{0,357} = 1,532$$

- для скв. № 2  $a=100 \text{ м}, l=250 \text{ м}$  получили:

$$k_2 = \frac{0,440}{0,297} = 1,481$$

Коэффициенты  $k_1$  и  $k_2$  показывают, во сколько раз увеличится дебит скважины в результате проведения БГС.

двух БГС, то дебиты (по жидкости) увеличились бы 1,532 раза, а на скв. № 2 ее дебит увеличился бы в 1,481 раза.

Результаты проведенных гидродинамических расчетов показывают, что если в скв. № 1 и № 3 были бы проведены зарезки

Результаты сопоставления фактических данных зарезки БГС по ряду скважин м. Каламкас представлены в табл. 1.

**Таблица 1. Фактические данные после проведения одного мероприятия по ББГС**

№ п/п	№ скв.	Горизонт, намеченный для бурения ББГС*	Дата пуска после бурения ББГС	До проведения ББГС		В первый месяц после проведения ББГС		За декабрь 2011 года		Доп. добыча нефти в результате проведения ББГС	
				$Q_{эс}$	$Q_n$	$Q_{эс}$	$Q_n$	$Q_{эс}$	$Q_n$		$\Sigma Q_n$
				т/сут							
1	2	Ю-II	03.02.2011	29,3	4,7	76,3	33,0	108,3	44,6	12340,3	
2	1	Ю-III	05.03.2011	33,6	2,6	76,3	69,9	142,4	49,2	13602,3	
3	3	Ю-III	11.06.2011	б/д**		84,1	51,0	49,4	20,8	4810,1	

\*\* б/д – нет данных

**Таблица 2. Ожидаемое увеличение дебитов скважин после проведения двух мероприятий по БГС и ББГС**

№ п/п	№ скв.	Горизонт, намеченный для ББГС	Дата пуска после бурения БГС	До проведения ББГС		В первый месяц после проведения ББГС		За декабрь 2011 года		Доп. добыча нефти в результате проведения ББГС	
				$Q_{эс}$	$Q_n$	$Q_{эс}$	$Q_n$	$Q_{эс}$	$Q_n$		$\Sigma Q_n$
				т/сут							
1	2	Ю-II	03.02.2011	29,3	4,7	76,3	33,0	108,3	44,6	12340,3	
После второй БГС				43,4	6,96	113,0	48,9	160,4	66,1		
2	1	Ю-III	05.03.2011	33,6	2,6	87,8	69,9	142,4	49,2	13602,3	
После второй БГС				51,5	4,0	134,5	107,1	218,2	75,4		
3	3	Ю-III	11.06.2011	Б/Д		84,1	51,0	49,4	20,8	4810,1	
После второй БГС						128,8	78,1	75,7	31,9		

Таким образом, по м. Каламкас был проведен комплекс геолого-геофизических и промысловых исследований, построены корреляционные схемы, позволяющие проследить литологическую выдержанность

пласта, уточнены структурные карты и карты разработки, обоснованы мероприятия по выбору скважин для зарезки одного и более горизонтальных стволов, а также проведены ГД расчеты оценки их дебитов.

### Список использованной литературы

1. Бейсеков С.С. Извлечение остаточной нефти из выработанных месторождений. – Аналитический журнал «PETROLEUM», Алматы, 2015, № 3 (93), с. 27–29.
2. Велиев М.Н. Создание и развитие гидродинамических методов разработки нефтегазовых месторождений с помощью наклонно-направленных, горизонтальных и разветвлено-горизонтальных скважин. – Баку, 2008, 221 с.
3. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – Бурение и нефть, Москва, 2012, № 08, с. 29–32.

4. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011, с. 4–9.

5. Мамедов Г.А., Велиев М.Н., Мусаев С.Ф., Гамидова Г.Г. Исследование влияния профиля и степени несовершенства скважины на ее продуктивность. – Proceedings, Баку, 2009, № 12, с. 59–65.

## **БҮЙІРЛІК КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМА ОҚПАНЫ БОЙЫНА СҰЙЫҚ АҒЫНЫН ШАҚЫРУҒА АРНАЛҒАН ЕСЕПТЕУЛЕРДІ ГЕОЛОГИЯ-МАТЕМАТИКАЛЫҚ ТҰРҒЫСЫНАН МОДЕЛДЕУ**

**Б.Х. Нұғманов**

*Өндіру ұңғымаларынан алынатын өнім көлемін арттырудың жолы ретінде өнімді қабаттың кенжар аймағында фильтрациялық кедергілерді төмендету болып табылады. Сонымен қатар, қазіргі таңда, өнімділікті арттырудың белгілі тәсілдерінен бөлек ұңғы бойынан көлденең оқпан ашу әдісі мұнай арттыру бағытында зор қызығушылық танытады.*

*Қаламқас кен-орнында жүргізілген жұмыстар барысында кешенді геология-геофизикалық және өндірістік зерттеулер жүргізіліп, қабаттардың литологиялық тұрақтылығын бақылау мақсатында корреляциялық сұлбалар тұрғызылды, кен-орнының құрылымы мен игеру карталары нақтыланды, және де көлбеу ұңғыма оқпанын таңдау жұмыстары жүргізіліп, өнім көлемін бағалау үшін гидродинамикалық есептеулер жасалды.*

*Түйін сөздер: бүйірлік көлденең оқпан, технологиялық тиімділік, өткізгіштік, сулану, алынатын мұнай қорлары.*

## **APPLYING GEOLOGICAL AND MATHEMATICAL MODELING TO PREDICT FLUID INFLUX IN HORIZONTAL WELLS (THE CASE OF KALAMKAS OIL FIELD)**

**B.H. Nugmanov**

*One of the ways to increase well oil production is to reduce the filtration resistance of the bottom-hole zone. Along with well-known stimulation methods, such as modern methods of treating well's bottom-hole zone, side tracking (drilling of lateral horizontal boreholes) is of great interest.*

*The following works have been implemented Kalamkas field: a complex of geological, geophysical and field exploration; correlation schemes to track the lithology of the formation; clarifying structural maps and engineering maps; justifying activities to select one or more wells for horizontal drilling; hydrodynamic calculations and estimating their flow rate.*

*Key words: horizontal side tracks, technological efficiency, permeability, water cut, oil reserves involved.*

### **Информация об авторе**

**Нугманов Бекболат Хасанулы** – директор департамента по геологии, [nugmanov\\_b@kaznipi.kz](mailto:nugmanov_b@kaznipi.kz).

Филиал «КазНИПИмұнайгаз» ТОО «КМГ Инжиниринг» г. Актау, Казахстан