

Результаты статистического моделирования параметров эксплуатации горизонтальных скважин

А.С. Самойлов

к.т.н., доцент¹, научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей²
assamoilov@mail.ru

С.М. Шацких

главный инженер³

В.В. Журавлев

начальник технологического отдела по работе внутрискважинного оборудования⁴
Zhuravlev.VVi@tomsk.gazprom-neft.ru

¹ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Россия

²ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

³ООО «Газпромнефть-Снабжение», Тюмень, Россия

⁴ООО «Газпромнефть-Восток», Томск, Россия

В настоящее время остаточные извлекаемые запасы компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» составляют более 300 млн т нефти из них в категории ABC₁ порядка 80%, в подгруппах — «разбуренные» и «не разбуренные» 60% и 40% соответственно. При структуризации подгруппы «разбуренные» выделенные запасы под действующим и бездействующим фондом соотносятся как 50/50, при этом в подгруппе бездействующих суммарные запасы под аварийным фондом и обводненным около 70%, что

Результаты работ по эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин, и проведение таких геолого-технических мероприятий, как оптимизация работы погружного оборудования, ремонтно-изоляционные работы, методы интенсификации добычи нефти и др., имеют много меньшую эффективность в сравнении с качественным проектированием, основанным на детализации особенностей геологического строения залежей, и анализе опыта применения технологии горизонтального вскрытия.

При комплексном рассмотрении установленных осложнений сделаны выводы о необходимости адресного проектирования мероприятий по повышению технологической эффективности разработки обводненных залежей, при этом от оперативности принятых решений и качества обоснования ГТМ будет зависеть как выработка запасов нефти, так и ее рентабельность.

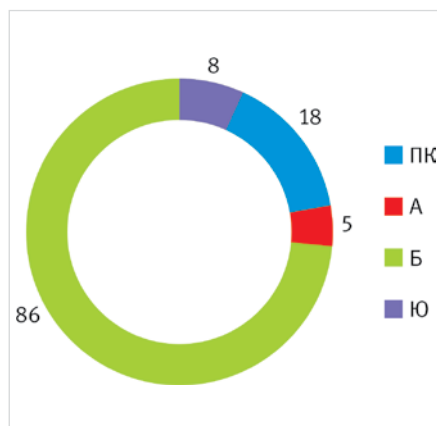


Рис. 1 — Распределение количества скважин по группам

В рамках работы была сформирована и систематизирована база параметров — представительная выборка технологических показателей работы ГС. Всего рассмотрено 196 скважин, из которых были отобраны 118, остальные не приняты по следующим причинам: некачественное строительство, аварии при проведении ремонтных работ по замене погружного оборудования, дренирование нескольких продуктивных пластов.

Технико-технологические параметры работы ГС и геолого-физические параметры исследуемых пластов приведены в таб. 1.

Для более детальной систематизации полученной информации и решения поставленных задач, залежи были сгруппированы по геологической характеристике следующим образом (рис. 1):

- группа ПК — пласты ПК — верхнемеловые отложения;
- группа А — АС, АВ верхнемеловые отложения;
- группа Б — ВС и ВВ нижнемеловые отложения;
- группа Ю — верхнеюрские отложения.

В таб. 2 представлены искомые зависимые переменные Y и независимые переменные X.

Обобщенные результаты регрессионно-корреляционного анализа представлены в таб. 3 и на рис. 2–4. Следует отметить, что в рамках анализа также было выполнено сопоставление дебитов, определенных по аналитическим зависимостям с фактическими (рис. 4).

Как видно из таб. 3, связи по большинству параметров нет, либо они слабые, исключением является зависимость коэффициента продуктивности от проницаемости. Однако после исключения из выборки максимальных значений, связи нет.

№	Параметр	Единицы измерения	Группа пластов				Среднее	Всего
			ПК	А	Б	Ю		
1	Количество скважин	шт.	18	5	86	9	--	118
2	Количество скважин как элементов системы разработки	шт.	18	5	86	9	--	118
3	Количество скважин как элементов оптимизации системы разработки	шт.	0	0	0	0	--	0
4	Длина ГС	м	424	638	512	573	536,75	--
5	Входной дебит, т/сут	т/сут	346,8	500,2	260,7	260,4	342,03	--
6	Удельный дебит, $Q_{вх} / L_{гс}$	т/сут-м	0,818	0,784	0,509	0,454	0,64	--
7	$K_{прод.вх}$	т/сут-МПа	99,45	134,6	36,3	30,3	75,16	--
8	Депрессия, d_p	МПа	8,6	9,5	12,3	10	10,10	--
9	$P_{заб}$	МПа	10	11	12,2	17,1	12,58	--
10	$P_{пл}$	МПа	18,6	20,5	24,5	27,1	22,68	--
11	Обводненность, N	%	22,1	26,3	23	12	20,85	--
12	Проницаемость, k	мД	113,3	53,7	23,3	49,4	59,91	--
13	Нефтенасыщенная толщина, $h_{ни}$	м	7,7	7,64	7,27	13	8,90	--
14	вязкость, μ	мПа-с	2,99	1,42	1,44	0,535	1,60	--
15	Гидропроводность, ζ	мД·м/мПа-сек	587	370,6	175	968	525,14	--

Таб. 1 — Основные параметры скважин и геолого-физические характеристики залежей

составляет чуть более 50 млн т остаточных извлекаемых запасов. Следует отметить, что поддержание уровней добычи нефти на месторождениях с высоким значением выработки начальных извлекаемых запасов и высокой обводненностью в основном обеспечено адресной работой с фондом скважин.

В этой связи разработана систематизированная база технико-технологических параметров горизонтальных скважин (ГС) для определения следующих параметров:

- зависимости дебита ГС от длины для определенных геолого-физических условий;
- зависимости дебита ГС от геолого-физических параметров, таких как проницаемость, толщина пласта, гидрорпроводность, проводимость;
- сходимости фактических показателей работы ГС с аналитическими моделями.

Материалы и методы

Одним из основных критериев эффективности используемых технологий является мониторинг динамики технологических показателей разработки с применением таких инструментов как, гидродинамическое моделирование, графоаналитические методы, регрессионно-корреляционный анализ, аналитическое моделирование.

Ключевые слова

горизонтальная скважина, обводненность, дебит нефти, фонд скважин, статистическое моделирование, аналитическое моделирование, прогнозирование технологических показателей

№ п/п	Зависимые (Y) переменные и независимые (X)	Обозначение	Параметры переменных
1	Y_1	$K_{прод.нач}$	коэффициент продуктивности, определяется как отношение дебита жидкости к депрессии, т/сут·МПа
2	Y_2	$Q_{н.нач}$	начальный дебит нефти, т/сут
3	Y_3	$Q_{ж.нач}$	начальный дебит жидкости, т/сут
4	Y_4	$q_{н.н.}$	удельный дебит нефти на 1 метр $L_{ГС}$, т/сут·м
5	Y_5	$q_{ж.н.}$	удельный дебит жидкости на 1 метр $L_{ГС}$, т/сут·м
1	X_1	$h_{нн}$	эффективная нефтенасыщенная толщина, м.
2	X_2	k	k — проницаемость, m^2
3	X_3	$k \cdot h$	$k \cdot h$ — проводимость пласта, $m^2 \cdot m$
4	X_4	$(k \cdot h) / \mu$	гидропроводность пласта, $m^2 \cdot m / MPa \cdot c$
5	X_5	$L_{ГС}$	длина горизонтального участка

Таб. 2 — Искомые зависимые переменные Y и независимые переменные X

№	Зависимость		Вид зависимости	Уравнение (вид)	коэф. детерм., R2	Кол-во образцов
	Y	X				
1	$Y_1 K_{прод.нач}$	$X_1 h_{нн}$	линейная	$K_{прод.жс} = 5,5787 \cdot h_{нн}$	0,006	118
2	$Y_1 K_{прод.нач}$	$X_2 k$	линейная	$K_{прод.жс} = 0,963k + 11,748$	0,5569	118
3	$Y_1 K_{прод.нач}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$K_{прод.жс} = 0,038k \cdot h + 36,032$	0,3317	118
4	$Y_1 K_{прод.нач}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$K_{прод.жс} = 0,0827 \cdot kh/m$	0,1422	118
5	$Y_1 K_{прод.нач}$	$X_5 L_{ГС}$	степенная	$K_{прод.жс} = 0,0355 \cdot L_{ГС}^{1,0707}$	0,1643	118
6	$Y_2 Q_{н.нач}$	$X_1 h_{нн}$	линейная	$Q_n = 10,305h + 206,19$	0,0448	118
7	$Y_2 Q_{н.нач}$	$X_2 k$	линейная	$Q_n = 1,8343k + 208,76$	0,1895	118
8	$Y_2 Q_{н.нач}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$Q_n = 0,0327k \cdot h + 16,346$	0,1213	92
9	$Y_2 Q_{н.нач}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$Q_n = 0,0397kh/m + 24,468$	0,0384	104
10	$Y_2 Q_{н.нач}$	$X_5 L_{ГС}$	логариф.	$Q_n = 324,97 \ln(L_{ГС}) - 1711,7$	0,285	118
11	$Y_3 Q_{ж.нач}$	$X_1 h_{нн}$	линейная	$Q_{жс} = 13,02h + 291,22$	0,0394	118
12	$Y_3 Q_{ж.нач}$	$X_2 k$	линейная	$Q_{жс} = 2,4421k + 289,54$	0,1851	118
13	$Y_3 Q_{ж.нач}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$Q_{жс} = 0,725k \cdot h + 359,86$	0,0624	118
14	$Y_3 Q_{ж.нач}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$Q_{жс} = 0,124k \cdot h/m + 354,78$	0,0548	118
15	$Y_3 Q_{ж.нач}$	$X_5 L_{ГС}$	логариф.	$Q_{жс} = 374,52 \ln(L_{ГС}) - 1910,7$	0,2087	118
16	$Y_4 q_{н.н.}$	$X_1 h_{нн}$	линейная	$q_n = 0,0057h + 0,3514$	0,0248	96
17	$Y_4 q_{н.н.}$	$X_2 k$	линейная	$q_n = 0,0074k + 0,2689$	0,2458	97
18	$Y_4 q_{н.н.}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$q_n = 0,0006k \cdot h + 0,3434$	0,1356	105
19	$Y_4 q_{н.н.}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$q_n = 0,0018k \cdot h/m + 0,3212$	0,2076	103

Таб. 3 — Сводные результаты регрессионно-корреляционного анализа



Рис. 2 — Зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка для месторождений Ноябрьского региона

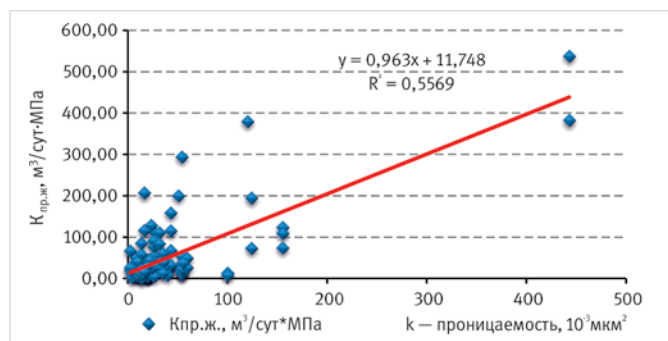


Рис. 3 — Зависимость $K_{прод}$ от проницаемости

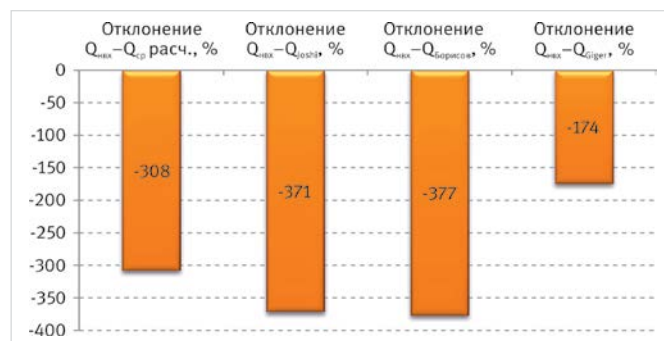


Рис. 4 — Сопоставление фактического дебита скважины и расчетных значений дебитов по методикам S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и G. Giger

Аналогичный регрессионно-корреляционный анализ выполнен для каждой из сформированных групп, для пластов «А» получены следующие результаты, представленные на рис. 5–7.

Как видно из графиков, при высоких значениях коэффициента детерминации, количество образцов — пять единиц, по этому критерию статистическую выборку невозможно охарактеризовать достоверной. По аналогичному критерию для дальнейшего рассмотрения не приняты данные по группам пластов ПК и Ю.

Для пластов группы Б получены следующие результаты, представленные в таб. 4 и на рис. 8–10.

По результатам графоаналитического анализа можно сделать следующие выводы:

- зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка не выявлена, поскольку нельзя утверждать, что

полученные уравнения регрессии — статистически надежны;

- теснота связи между дебитом по нефти, жидкости, удельными дебитами от длины ГС, коэффициентами продуктивности скважин от геолого-физических параметров не установлена;
- связь и закономерность фактических дебитов скважин с расчетными по аналитическим моделям не установлена.
- в результате выполнения регрессионно-корреляционного анализа зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка не выявлена, также теснота связи между дебитом по нефти, жидкости, удельными дебитами от длины ГС, коэффициентами продуктивности скважин от геолого-физических параметров не установлена, корреляции между фактическими дебитами скважин с рассчитанными по аналитическим моделям не установлена.

В этой связи работа по статистическому моделированию показателей эксплуатации ГС в различных геолого-физических условиях была переориентирована на исследование закономерностей динамики технологических параметров.

Как отмечено в работе [1] обоснование достоверности применения статистического моделирования выполнено многими исследователями. И вывод о том, что по большинству скважин, режим работы которых не нарушается частыми ремонтами, логарифм дебита нефти q_h изменяется по отношению к первоначальному q_0 пропорционально времени, то есть $\ln q_h = \ln q_0 - D_p$, был сделан в работах американских инженеров С. Биля и Х. Льюиса [2–4].

Положение о том, что при разработке месторождений с закачкой воды падение дебита нефти происходит по экспоненциальному закону С. Биля и Х. Льюиса, было

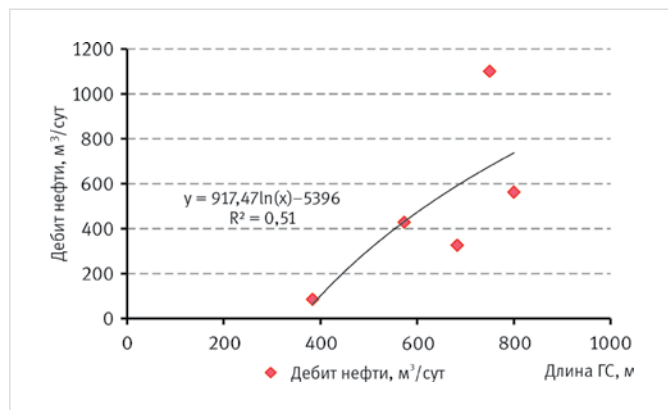


Рис. 5 — Зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка для скважин пластов группы «А»

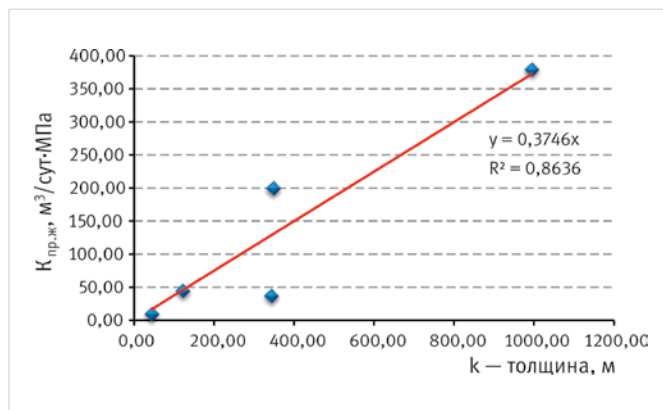


Рис. 6 — Зависимость дебита скважины от депрессии (аналог индикаторной диаграммы), скважин пластов группы «А»



Рис. 7 — Сопоставление дебита скважины и расчетных значений дебитов по методикам S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и G. Giger, для ГС пластов группы «А»

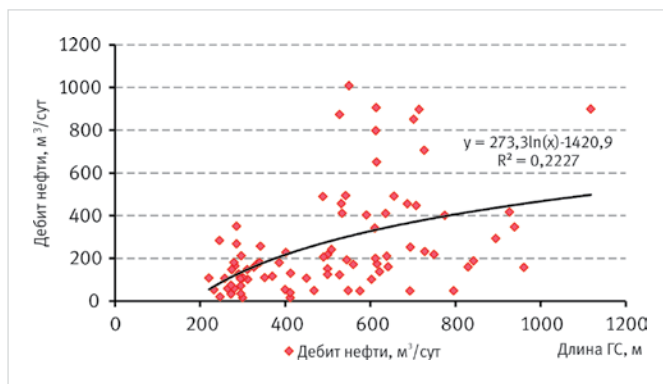


Рис. 8 — Зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка для скважин пластов группы «Б»

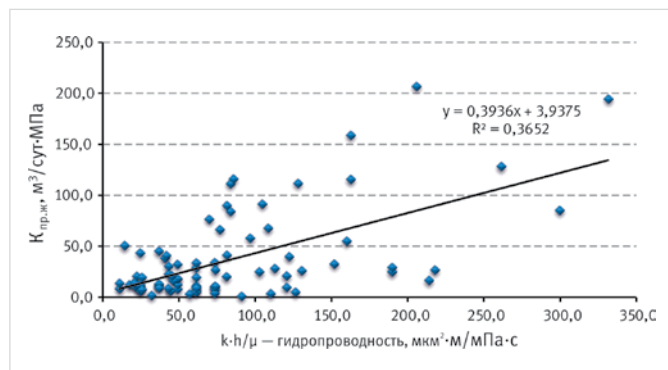


Рис. 9 — Зависимость коэффициента продуктивности от нефтенасыщенной толщины пласта, для скважин пластов группы «Б»

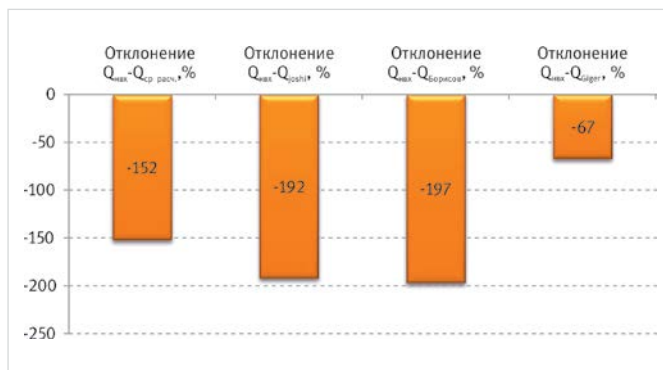


Рис. 10 — Сопоставление дебита скважины и расчетных значений дебитов по методикам S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и G. Giger, для ГС пластов группы «Б»

обосновано в работах Э.Б. Мухарского, В.Д. Лысенко [5] и И.Г. Пермякова [6], сделавших свои выводы на основе многочисленных данных по разработке нефтяных месторождений Урало-Поволжья (Башкортостан, Татарстан, Самарская и Саратовская области). [1]

В 1945 г. Дж. Арпс [7] подверг статистической обработке материал по большому числу скважин с начала прошлого века, в результате чего было установлено, что темп падения дебита нефти связан с его текущей величиной зависимостью вида:

$$-q'(t) = Kq^{c+1} (1)$$

где K и c — неотрицательные постоянные.

Статистические зависимости подобные (1) широко применяются и в настоящее время при подсчете запасов УВС для «сланцевых» нефтяных месторождений, которые в основном разрабатываются с применением ГС и ГС с МГРП [8].

Как отмечено в работе [1], узловым моментом в изложенном является зависимость $q_H(t) = q_o e^{-Dt}$ поскольку остальные могут быть получены из нее стандартными математическими приемами. Основной задачей при ее использовании для определенного месторождения является определение таких параметров как q_o и D , которые настраиваются по данным истории работы эксплуатируемых или испытанных скважин.

Основные допущения в данных моделях: коэффициент продуктивности не меняется, как и радиус зоны дренирования, постоянное забойное давление, отсутствие частых, продолжительных ремонтов.

Результаты определения параметра падения дебита (D) по сформированным группам представлены в таб. 5.

Необходимость детального определения параметра D при практически сопоставимых начальных дебитах обусловлена значительным расхождением $Q_{\text{нак}}$ в конце расчетного периода, о чем свидетельствуют результаты расчета по группам при равных входных значениях дебита и времени работы.

Для оценки расхождения данных значений, примем за эталон период разработки в 8 лет, входной дебит 150 т/сут, дебит на конец периода — 2 т/сут. Результаты сопоставления относительно «эталонного» значения представлены в таб. 6 и на рис. 11.

На рис. 12 и 13 представлены показатели эксплуатации некоторых скважин генеральной совокупности ($R^2 > 0,9$) по группе «Б».

В результате регрессионно-корреляционного анализа была установлена эмпирическая зависимость динамики снижения дебита нефти по времени, которая соответствует классическому представлению. В качестве генеральной совокупности выбраны скважины с коэффициентом детерминации свыше 0,9, для групп ПК, А, Ю в дисперсию вошло не более 4 скважин в связи с чем, «параметр падения добычи» — D по данным группам не может быть принят как достоверный. В выборку по группе Б вошло 28 образцов, коэффициент корреляции в группе по параметру D составил 0,85, в этой связи для прогнозирования показателей эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием нижнемеловых отложений D принят 0,414, прогнозное время эксплуатации 96 мес. (8 лет).

Работа выполнена при поддержке РФФИ (№ 14-05-31503).

№	Зависимость		Вид зависимости	Уравнение (вид)	коэф. детерм., R2	Кол-во образцов
	Y	X				
1	$Y_1 K_{\text{прод.нач}}$	$X_1 h_{\text{ин}}$	линейная	$K_{\text{прод.жс}} = 0,9984 \cdot h_{\text{ин}} + 30,104$	0,0139	86
2	$Y_1 K_{\text{прод.нач}}$	$X_2 k$	линейная	$K_{\text{прод.жс}} = 1,0026 \cdot k + 11,667$	0,2707	86
3	$Y_1 K_{\text{прод.нач}}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$K_{\text{прод.жс}} = 0,0999 \cdot k \cdot h + 24,624$	0,212	86
4	$Y_1 K_{\text{прод.нач}}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$K_{\text{прод.жс}} = 0,3936 \cdot k \cdot h / \mu + 3,9375$	0,3652	84
5	$Y_1 K_{\text{прод.нач}}$	$X_5 L_{\text{ГС}}$	логариф.	$K_{\text{прод.жс}} = 30,674 \cdot \ln(L_{\text{ГС}}) - 151,68$	0,0906	86
6	$Y_2 Q_{\text{н.нач}}$	$X_1 h_{\text{ин}}$	линейная	$Q_{\text{н}} = 6,9845 \cdot h + 211,3$	0,0211	86
7	$Y_2 Q_{\text{н.нач}}$	$X_2 k$	линейная	$Q_{\text{н}} = 10,271 \cdot k + 55,621$	0,1752	82
8	$Y_2 Q_{\text{н.нач}}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$Q_{\text{н}} = 1,4787 \cdot k \cdot h + 87,821$	0,2111	83
9	$Y_2 Q_{\text{н.нач}}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$Q_{\text{н}} = 1,2929 \cdot k \cdot h / \mu + 144,11$	0,1271	86
10	$Y_2 Q_{\text{н.нач}}$	$X_5 L_{\text{ГС}}$	логариф.	$Q_{\text{н}} = 141,94 \ln(L_{\text{ГС}}) - 649,08$	0,224	63
11	$Y_3 Q_{\text{жс.нач}}$	$X_1 h_{\text{ин}}$	линейная	$Q_{\text{жс}} = 13,57h + 266,81$	0,0488	86
12	$Y_3 Q_{\text{жс.нач}}$	$X_2 k$	линейная	$Q_{\text{жс}} = 4,6605k + 251,8$	0,088	86
13	$Y_3 Q_{\text{жс.нач}}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$Q_{\text{жс}} = 1,7157k \cdot h + 157,78$	0,1715	86
14	$Y_3 Q_{\text{жс.нач}}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$Q_{\text{жс}} = 2,0899h / \mu + 179,92$	0,1974	84
15	$Y_3 Q_{\text{жс.нач}}$	$X_5 L_{\text{ГС}}$	логариф.	$Q_{\text{жс}} = 0,6729 L_{\text{ГС}} - 0,9649$	0,2129	86
21	$Y_4 q_{\text{н.н}}$	$X_1 h_{\text{ин}}$	линейная	$q_{\text{н}} = 0,0036h + 0,4788$	0,0015	81
22	$Y_4 q_{\text{н.н}}$	$X_2 k$	линейная	$q_{\text{н}} = 2,8322k - 0,4832$	0,2142	77
23	$Y_4 q_{\text{н.н}}$	$X_3 k \cdot h$	линейная	$q_{\text{н}} = 0,0027kh + 0,201$	0,2619	83
24	$Y_4 q_{\text{н.н}}$	$X_4 (k \cdot h) / \mu$	линейная	$q_{\text{н}} = 0,0019kh / \mu + 0,3338$	0,1086	84

Таб. 4 — Сводные результаты регрессионно-корреляционного анализа ГС группы пластов «Б»

№	Параметр	Группа пластов				Всего
		ПК	А	Б	Ю	
1	Количество скважин	18	5	86	8	117
2	$Cp. R^2$	0,794	0,742	0,839	0,832	0,775
3	Кол-во $R^2 < 0,7$	3	1	11	1	16
4	$D_{\text{ср}}$ Для скв $R^2 < 0,7$	0,0253	0,047	0,031	0,08	0,045825
5	Кол-во $0,7 < R_2 < 0,8$	3	2	11	2	18
6	$D_{\text{ср}}$ Для скв $0,7 < R_2 < 0,8$	0,0303	0,0305	0,035	0,013	0,0272
7	Кол-во $0,8 < R_2 < 0,9$	8	1	36	2	47
8	$D_{\text{ср}}$ Для скв $0,8 < R_2 < 0,9$	0,0411	0,03	0,0368	0,059	0,041725
9	Кол-во $0,9 < R_2 < 1$	4	1	28	3	36
10	$D_{\text{ср}}$ Для скв $0,9 < R_2 < 1$	0,0355	0,043	0,0414	0,065	0,046225
11	$Q_{\text{н.ск.мин}}$	71,5	85	15	95	66,6
12	$Q_{\text{н.ск.макс}}$	1180	1100	1008	523	952,8
13	$Q_{\text{н.ск.ср.}}$	346,8	502	257,8	255,9	340,6
14	$T_{\text{мин}}$	60	68	40	16	46
15	$T_{\text{макс}}$	104	102	126	65	99,25
16	$T_{\text{ср.}}$	79,2	87	86	51,25	75,9
17	$K_{\text{мин}}$	39,5	51,5	2,3	35	32,08
18	$K_{\text{макс}}$	443	120	124	100	196,75
19	$K_{\text{ср.}}$	113	53,7	22,4	51,25	60,1
20	$D_{\text{мин}}$	0,021	0,025	0,006	0,008	0,015
21	$D_{\text{макс}}$	0,095	0,047	0,094	0,087	0,0808
22	$D_{\text{ср.}}$	0,0354	0,0362	0,0373	0,0375	0,0366

Таб. 5 — Результаты определения коэффициента падения дебита

Параметр	$Q_{\text{инк}}$	$Q_{\text{иА}}$	$Q_{\text{иБ}}$	$Q_{\text{иЮ}}$	$Q_{\text{иобщ}}$	$Q_{\text{иэталон}}$
$D_{\text{ср}}$ Для скв $0,9 < R_2 < 1$	0,0355	0,043	0,0414	0,065	0,046	0,045
отклонение, %	21,1	4,4	8,0	-44,4	-2,7	100,0
дебит на 2месяц	144,8	143,7	143,9	140,6	143,3	143,4
отклонение, %	-1,0	-0,2	-0,4	2,0	0,1	100,0
дебита на 96 месяца	5,0	2,4	2,8	0,3	1,8	2,0
отклонение, %	-149,1	-21,2	-41,3	85,4	9,2	100,0
нак. добыча 96 месяцев, тыс.т.	108,3	90,6	94,0	60,1	84,9	86,8
отклонение, %	-24,8	-4,5	-8,3	30,7	2,1	100

Таб. 6 — Расчет коэффициента падения дебита

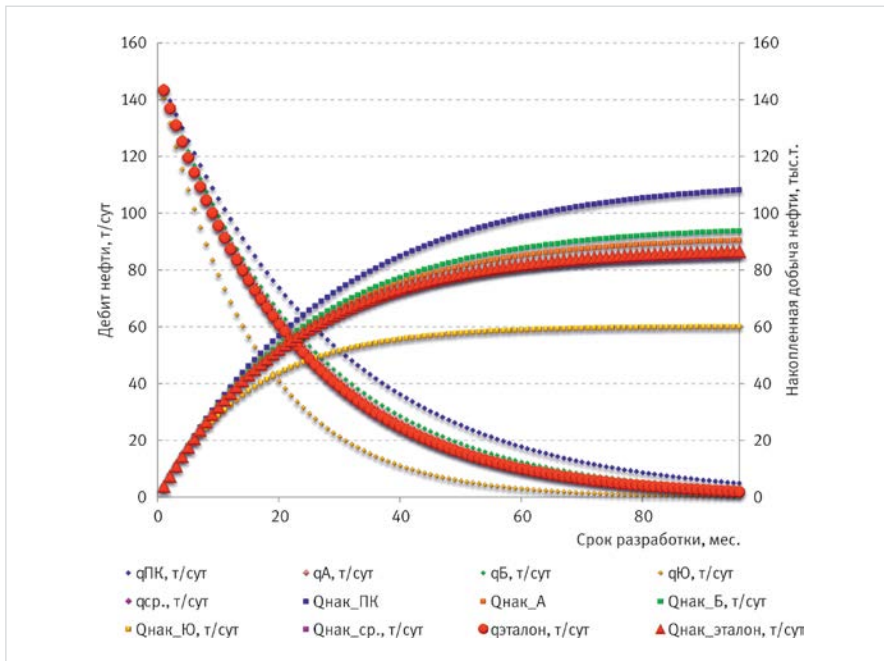


Рис. 11— Прогнозная динамика дебитов и накопленной добычи по группам пластов

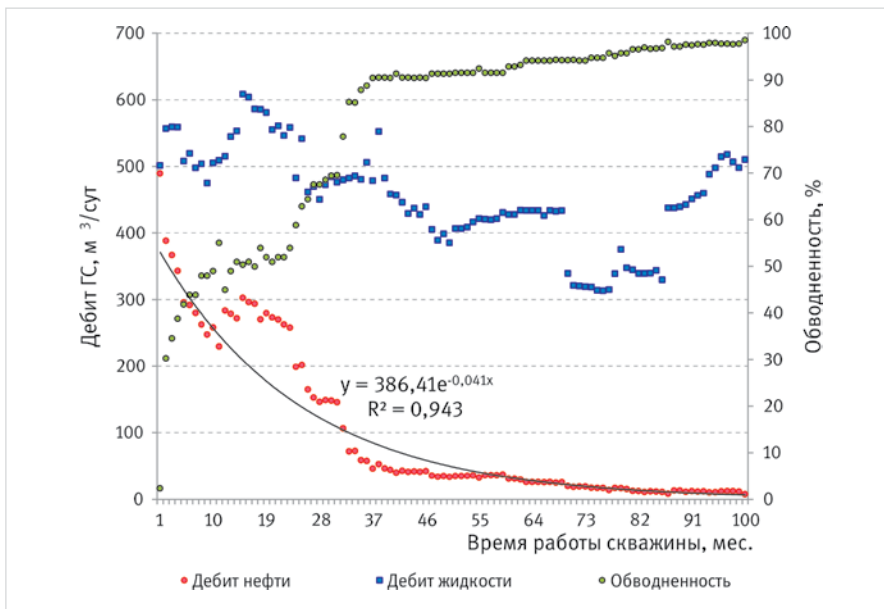


Рис. 12 — Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности. Скважина 428Г, пласт БС8, Западно-Ноябрьское месторождение

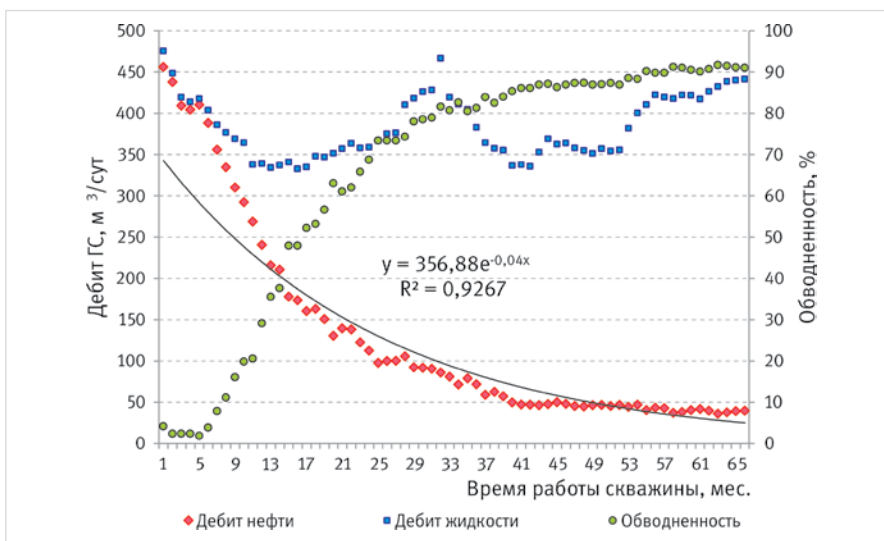


Рис. 13 — Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности. Скважина 368Г, пласт БС10, Спорышевское месторождение

Итоги

На основе систематизации показателей работы скважин с горизонтальным окончанием в различных геолого-физических условиях доказана возможность и достоверность использования для прогнозирования показателей разработки нижнемеловых отложений Сургутского и Вартовского сводов «универсального параметра падения дебита нефти» совместно с выявленным эмпирическим коэффициентом экспоненциальной зависимости.

Выводы

В результате выполнения работ сформированы предложения по повышению достоверности получаемых результатов, включающие:

- 1) использование аналитических моделей требует адаптации на фактические показатели скважин;
- 2) динамику технологических показателей необходимо дополнительно (помимо геолого-гидродинамических моделей) рассчитывать с применением аналитических моделей адаптированных на историю разработки;
- 3) прогнозирование дебита ГС и проектной динамики выполнять с учетом результатов фактических показателей.

На основе систематизации показателей работы скважин с горизонтальным окончанием в различных геолого-физических условиях доказана возможность и достоверность использования для прогнозирования показателей разработки нижнемеловых отложений Сургутского и Вартовского сводов «универсального параметра падения дебита нефти» совместно с выявленным эмпирическим коэффициентом экспоненциальной зависимости.

Список литературы

1. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. Тюмень: Недра, 2004. 192 с.
2. Бил К. Кривые падения производительности нефтяных скважин и их применение для оценки нефтеносных площадей. Bull. №117 Bureau of Mines, Вашингтон. 1919.
3. Бил К. и Льюис Дж. Некоторые новые методы определения производительности нефтеносных участков. Amer. Inst. Mining Eng. Bull. №194, 1918.
4. Бил К. и Льюис Дж. Некоторые факторы производительности нефтяных скважин. Bull. №194 Bureau of Mines, Вашингтон. 1921.
5. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1993. 312 с.
6. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1975. 128 с.
7. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. 1945. pp. 228–247.
8. Шандрыгин А.Н. Методики и особенности подсчета запасов нетрадиционных коллекторов. Техническая конференция SPE «Актуальные подходы при подсчете запасов и оценке ресурсов». Тюмень, 2015. 29 с.

Results of statistical modeling of parameters of operation of horizontal wells

Authors:

Alexander S. Samoylov — Ph.D., senior¹; research engineer of "Achimov deposits development section"²; assamoilov@mail.ru

Sergey M. Shatskikh — chief engineer³

Vladimir V. Zhuravlev — chief of technological department of work of the intra borehole equipment⁴; Zhuravlev.VVi@tomsk.gazprom-neft.ru

¹Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

²TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation

³LLC "Gazprom Neft supply", Tyumen, Russian Federation

⁴LLC Gazpromneft Vostok, Tomsk, Russian Federation

Abstract

In present day the residual taken stocks of the LLC Gazpromneft-Noyabrskneftegaz company make more than 300 million t. of oil from them in the category ABC1 about 80%, in subgroups – "drilled reserves" and "not drilled reserves" 60% and 40% respectively. At structurization of subgroup the "drilled reserves" allocated stocks under the operating and idling well stock correspond as 50/50, thus in subgroup idle total stocks under emergency fund and flooded about 70% that makes a little more than 50 million t. the residual taken stocks.

It should be noted that maintenance of oil production levels on fields with high value of development of the initial taken stocks and high water content is generally provided by specific work with well stock. In this regard the systematized base of technical and technological parameters of the horizontal wells (HW) for determination of the following parameters is developed:

- dependences of an output of HW on length for certain geological and physical conditions;
- dependences of an output of HW on geological and physical parameters, such as permeability, layer thickness,

hydraulic conductivity of layer;

- convergence of the actual indicators of work of HW with analytical models.

Materials and methods

One of the main criteria of efficiency of the used technologies is monitoring of dynamics of technological indicators of development with use of such tools as, hydrodynamic modeling, graphic-analytical methods, the regression and correlation analysis, analytical modeling.

Results

On the basis of systematization of indicators of work of horizontal wells in various geological and physical conditions opportunity and reliability of use for forecasting of indicators of development the Lower Cretaceous deposits of the Surgut's and Vartovsk's arches of "the universal parameter of falling of an output of oil" together with the revealed empirical coefficient of exponential dependence is proved.

Conclusions

As a result of performance of work are created the offers on increase of reliability of the received results including:

- 1) use of analytical models demands adaptation on the actual indicators of wells;
- 2) it is necessary for the loudspeaker of technological indicators in addition (besides geological and hydrodynamic models) to count with application of the analytical models adapted on development history;
- 3) to carry out forecasting of an output of HW and design dynamics taking into account results of the actual indicators.

On the basis of systematization of indicators of work of wells with the horizontal termination in various geological and physical conditions opportunity and reliability of use for forecasting of indicators of development the lower mel of deposits of the Surgut's and Vartovsk's arches of "the universal parameter of falling of an output of oil" together with the revealed empirical coefficient of exponential dependence is proved.

Keywords

horizontal well, water content, oil output, well stock, statistical modeling, analytical modeling, forecasting of technological indicators

References

1. Medvedskiy R.I., Sevast'yanov A.A. *Otsenka izvlekaemykh zasobov nefti i prognoz urovney dobychi po promyslovym dannym* [Estimation on oil recovery and exploitation rate by field data]. Tyumen: Nedra, 2004, 192 p.
2. Bil K. *Krivye padeniya proizvoditel'nosti neftyanykh skvazhin i ikh primeneniye dlya otsenki neftenosnykh ploshchadey* [Decline curve of oil production wells and its application to oil field estimation]. Bull. №117 Bureau of Mines, Washington, 1919.
3. Bil K. i L'yuis Dzh. *Nekotorye novye metody opredeleniya proizvoditel'nosti neftenosnykh uchastkov* [Some new methods to estimate production of oil area]. Amer. Inst. Mining Eng. Bull. №194, 1918.
4. Bil K. i L'yuis Dzh. *Nekotorye faktory proizvoditel'nosti neftyanykh skvazhin* [Some capacity factors of oil wells]. Bull. №194 Bureau of Mines, Washington, 1921.
5. Lysenko V.D. *Teoriya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Theory on oil fields development]. Moscow: Nedra, 1993, 312 p.
6. Permyakov I.G. *Ekspress-metod rascheta tekhnologicheskikh pokazateley razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Express method of calculation technological parameters the oil field development]. Moscow: Nedra, 1975, 128 p.
7. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. 1945. pp. 228–247.
8. Shandrygin A.N. *Metodiki i osobennosti podscheta zasobov netraditsionnykh kollektorov* [Methods of calculating the reserves and characteristics of unconventional reservoirs]. Technical conference SPE "Current approaches to the calculation of reserves and evaluation of hydrocarbon resources". Tyumen, 2015, 29 p.