

риант заметно предпочтительнее стандартных, например, таких, как уплотненная девятиточечная схема, $NPV = 38,5$ млн дол., и пятиточечная схема, $NPV = 22,73$ млн дол.

Для изолированного участка одного из месторождений Казахстана, представленного на рис. 15, был проведён расчёт, позволивший найти более оптимальную схему назначения скважин с точки зрения КИН. При добыче нефти с 2005 по 2012 г. по схеме назначения скважин, представленной на рис. 15, а, коэффициент извлечения нефти равен 0,043. В случае, когда добыча осуществляется с 2013 по 2050 г. по существующей схеме назначения скважин (см. рис. 15, а), КИН будет равен 0,245. Если в 2013 г. провести оптимизацию назначения скважин (см. рис. 15, б), то коэффициент извлечения нефти повысится и составит 0,265.

Заключение

Таким образом, в настоящей статье продемонстрировано решение задач назначения скважин на примере стандартных схем их расстановки и на участке реального месторождения. Показано, что неоднородности коллектора при одинаковой средней проницаемости заметно влияют на значения показателей (NPV , КИН), а также на выбор наиболее благоприятного варианта назначения скважин. При этом стандартные схемы разработки не всегда имеют наилучшие показатели. Оптимальный вариант схемы назначения скважин зависит от типа коллектора, вида и степени неоднородности. Варианты схем назначения скважин, полученные с помощью предложенного алгоритма для зонально-неоднородного пласта, согласуются с результатами, полученными аналитически, а также с выводами других исследователей.

1. Косяков В.П. Вычислительная технология назначения нагнетательных и добывающих скважин: Автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2013. – 25 с.
2. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2006. – 356 с.
3. Технология повышения нефтеотдачи пластов / Э.М. Халимов, Б.И. Леви, В.И. Дзюба, С.А. Пономарев. – М.: Недра, 1984. – 271 с.
4. Закиров Э.С. Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Изд. дом "Грааль", 2001.
5. Управление разработкой нефтяных месторождений / Я.М. Берцанский, В.Н. Кулибанов, В.М. Мееров, О.Ю. Першин: под ред. М.В. Меерова. – М.: Недра, 1983. – 309 с.
6. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Соловьев В.В. Модели формирования фонда нагнетательных скважин на нефтяных залежах // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2010. – № 6. – С. 6–9.
7. Пономарев А.Г. Исследование эффективности систем разработки при заводнении зонально-неоднородных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 05.16.06. – М., 1978. – 162 с.
8. Косяков В.П., Родионов С.П. Определение наилучшего варианта расстановки галереи скважин в зонально-неоднородном пласте на основе аналитического решения // Вестник Тюменского гос. ун-та. – 2012. – № 4. – С. 14–21.
9. Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте / П.Н. Соляной, О.Н. Пичугин, С.П. Родионов, В.П. Косяков // Нефть. хоз-во. – 2012. – № 8. – С. 126–128.
10. Никифоров С.В. Оптимизация систем разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2006. – 158 с.

УДК 532.546:622.276

ТЕХНОЛОГИЯ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Л.Н. Соколюк^{1,2}, Л.Н. Филимонова¹

(Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН¹, ООО "ЮНИ-КОНКОРД"²)

Основным способом снижения вязкости тяжелой нефти с целью повышения ее подвижности является тепловое воздействие на пласт. Одним из наиболее используемых тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов является пароциклическая обработка призабойной зоны скважины (ПЦО).

Процесс ПЦО состоит из 3 этапов: а) закачка пара; б) конденсация пара (паротепловая пропитка); в) добыча жидкости. На первом этапе за определенный промежуток времени с определенным темпом происходит нагнетание пара в скважину, в результа-

те которого вокруг скважины образуется прогретая зона. В течение второго этапа происходят полная конденсация пара и "всасывание" нефти из "холодной" области пласта в прогретую зону. На третьем этапе за счёт термической обработки пласта при отборе флюида дебит скважины увеличивается, и время отбора флюида будет обусловлено падением дебита до первоначального уровня, близкого к значению дебита без ПЦО [3].

Выбор скважин для ПЦО можно проводить на основе численных расчетов с использованием гид-

родинамических симуляторов, таких, как Tempest MORE, Eclipse, CMG STARS. Однако в случае большого числа скважин для этого требуется достаточно много времени, поэтому имеет смысл использовать аналитические модели, которые позволяют значительно быстрее рассчитать параметры ПЦО.

Пусть в однородном пласте находится вертикальная скважина, через которую нагнетается пар. При этом пар, вытесняя нефть, создает зону "парового плато" [4], в которой температура равна температуре закачиваемого пара. На границе зоны пар конденсируется, образуя зону горячей жидкости, где температура падает по определенному закону до пластовой температуры [4].

Радиусы паровой зоны и фронта конденсации определяются по формулам [4] при заданном времени закачки пара t_1 :

$$r_{\text{п}}^2 = r_w^2 + q_{\text{п}} t \frac{l_g \chi_{\text{п}} - (l_g \chi_{\text{п}} + i_{\text{в}} - c_{\text{в}} T_0)(1 - \beta)}{\pi h c_{\text{п}} \rho_{\text{п}} (T_{\text{п}} - T_0)}, \quad (1)$$

$$r_{\text{в}}^2 = r_{\text{п}}^2 + \frac{5 t q_{\text{п}} (i_{\text{в}} - c_{\text{в}} T_0)}{\pi h c_{\text{в}} \rho_{\text{в}} (T_{\text{п}} - T_0)}, \quad (2)$$

где $q_{\text{п}}$ – массовый расход закачки пара в пласт (кг/сут); l_g – теплота парообразования (кДж/кг); $i_{\text{в}}$ – энтальпия воды при температуре пара (кДж/кг); $c_{\text{в}}$ – теплоёмкость воды (кДж/(кг·К)); β – коэффициент теплоиспользования [2]; $c_{\text{п}} \rho_{\text{п}}$ – объёмная теплоёмкость пласта в зоне пара (кДж/(м³·К)); $c_{\text{в}} \rho_{\text{в}}$ – объёмная теплоёмкость пласта в зоне горячей жидкости (кДж/(м³·К)); r_w – радиус скважины (м); h – толщина пласта (м); $\chi_{\text{п}}$ – сухость пара; T_0 – начальная температура пласта (К), $T_{\text{п}}$ – температура закачиваемого пара (К).

Время паротепловой пропитки на втором этапе ПЦО определяется с учетом изменения концентрации пара в паровой области и теплопотерь в окружающие породы. Выражение для времени полной конденсации пара в пласте имеет следующий вид:

$$t_2 = \frac{l_g \rho_{\text{п}} m h \bar{\chi}}{\alpha (T_{\text{п}} - T_0)} \ln \left(\frac{r_{\text{в}}}{r_w} \right). \quad (3)$$

Время добычи нефти t_3 определяется по следующей формуле из [1]:

$$t_3 = \frac{\pi h m R_r}{Q(r_w) R_0} (r_{\text{в}}^2(0) - r_w^2), \quad (4)$$

где $Q(r_w) = 2\pi k h \Delta p \frac{1}{\mu \ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}$ – расход жидкости в

скважину (м³/сут); $r_{\text{в}}^2(0) = \sqrt{\frac{r_{\text{в}}^2 R_r + r_w^2 R_0}{R_r + R_0}}$ – радиус

зоны, заполненной горячей нефтью (м) [1], образовавшейся после притока нефти к скважине во время паротепловой пропитки; $R_0 = m \rho_0 C_0$ – коэффициент теплоемкости нефти; $R_r = (1 - m) \rho_r C_r + m \rho_0 C_0$ – эф-

фективный коэффициент теплоемкости насыщенной пористой породы; $\bar{\chi}$ – осредненное по объему значение сухости пара; m – пористость; α – коэффициент теплоотдачи (кДж/(м²·сут·К)).

Для определения экономической эффективности ПЦО использовался чистый дисконтированный доход (ЧДД) [5]:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = & \\ = (1+i)^{-\frac{(t_1+t_2+t_3)}{365}} & \int_{t_1+t_2}^{t_1+t_2+t_3} ((b-a)(Q(r_*) - Q_0)) dt - (1+i)^{-\frac{(t_1+t_2)}{365}} \times \\ & \times ((b-a)Q_0(t_1+t_2) + C + C_{\text{пар}} W), \end{aligned} \quad (5)$$

где $Q(r_*) = 2\pi k h \Delta p \left(\frac{1}{\mu_r \ln \left(\frac{r_*}{r_w} \right) - \mu \ln \left(\frac{r_c}{r_*} \right)} \right)$ – расход

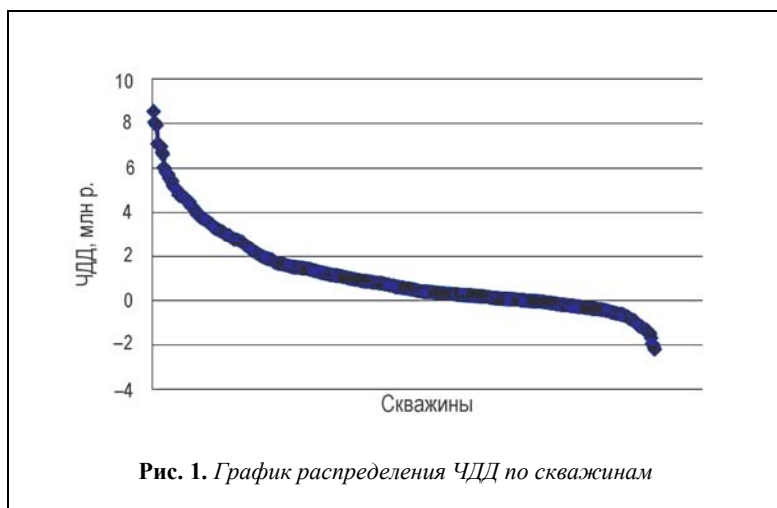
жидкости в скважину с учетом зональной температурной неоднородности пласта (м³/сут); a – удельные затраты на добычу, подготовку и транспорт нефти (р./м³); b – удельная цена нефти без налогов (р./м³); C – стоимость капитального ремонта скважины при ПЦО (р.); $C_{\text{пар}}$ – удельная стоимость пара (р./м³); W – объём закачанного пара (м³); i – ставка дисконтирования (1/год); Q_0 – дебит нефти без пароциклического воздействия (м³/сут); r_c – радиус контура питания (м); Δp – перепад давления между контуром питания скважины и давлением на забое при добыче нефти (атм).

С помощью ЧДД можно определить время закачки пара, паротепловой пропитки и добычи нефти, при котором экономический доход от процедуры ПЦО будет максимальным. Критерий эффективности выполнения ПЦО на скважине заключался в том, что скважина считается эффективной, когда для нее максимальный ЧДД является положительным или большим некоторого заданного значения.

В качестве примера было выполнено исследование по выбору скважин-кандидатов для пароциклического воздействия на одном из крупных месторождений высоковязкой нефти. Алгоритм выбора скважин включает в себя расчет оптимальных технологических параметров ПЦО с помощью ЧДД и вычисление рентабельности обработки через ЧДД.

Исследование проводилось при следующих технологических параметрах: давление нагнетания пара – 70 атм, максимальный темп нагнетания – 130 м³/сут, температура пласта – 31 °С, температура пара – 300 °С. Значения параметров были взяты согласно техническим характеристикам ранее выполненных ПЦО скважин на данном месторождении.

По всем скважинам месторождения при варьировании времени закачки определялась макси-



мальная эффективность ПЦО с использованием параметра ЧДД. В результате исследования построен график распределения ЧДД по всем скважинам месторождения (рис. 1).

Видно, что часть скважин имеют отрицательное значение ЧДД. Следовательно, проводить ПЦО данных скважин нерентабельно, так как затраты на проведение ПЦО превышают или равны доходу от ПЦО. Поэтому для проведения процедуры ПЦО были выбраны 12 скважин месторождения (табл. 1), на которых ЧДД принимал максимальные значения (табл. 2) не ниже 6 млн р. за один цикл ПЦО.

Таблица 1

Технологические параметры 12 скважин, на которых ЧДД принимает максимальные значения

Номер скв.	Проницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Перфор. толщина, м	Давление, атм	Дебит, м ³ /сут
51-3	4928	0,36	0,81	22,6	17	5,20
632	4727	0,38	0,86	22,4	17	196,78
682	8474	0,39	0,85	10,4	23	49,09
46	4194	0,38	0,85	22,8	19	5,39
1046	7911	0,39	0,83	8	15	86,39
664	4286	0,38	0,82	19	18	22,40
1038	4727	0,38	0,77	30,4	26	12,48
679	2824	0,37	0,86	31	17	4,83
683	4268	0,38	0,83	18,4	19	23,58
50	5353	0,38	0,79	31,9	15	368,71
1022	3767	0,37	0,81	27,2	21	31,60
681	3448	0,37	0,85	24	28	61,22

Таблица 2

Технологические параметры и ЧДД по выбранным скважинам (цикл ПЦО 108 сут)

Скважины	t ₁ , сут	t ₂ , сут	t ₃ , сут	ЧДД, млн р.	η	Добыча при ПЦО, м ³	V _{доп.доб.п.} , м ³	Накопленная добыча скважины без ПЦО, м ³
51-3	37	19	52	8,54	0,46	10649	10360	289,17
632	36	20	52	8,06	0,49	10737	9612	1124,65
682	36	10	62	8,00	0,49	10163	9560	602,92
46	33	20	55	7,91	0,45	9614	9596	18,19
1046	35	8	65	7,08	0,54	9322	8437	885,61
664	32	17	59	7,07	0,49	8918	8512	405,74
1038	35	26	47	7,03	0,54	9453	8458	995,20
679	29	25	54	7,00	0,45	8630	8425	204,96
683	32	16	60	6,96	0,50	8761	8346	415,58
50	42	28	38	6,70	0,70	11583	7791	3792,13
1022	31	23	54	6,61	0,51	8928	7892	1036,14
681	28	20	60	6,05	0,50	7603	7260	343,14

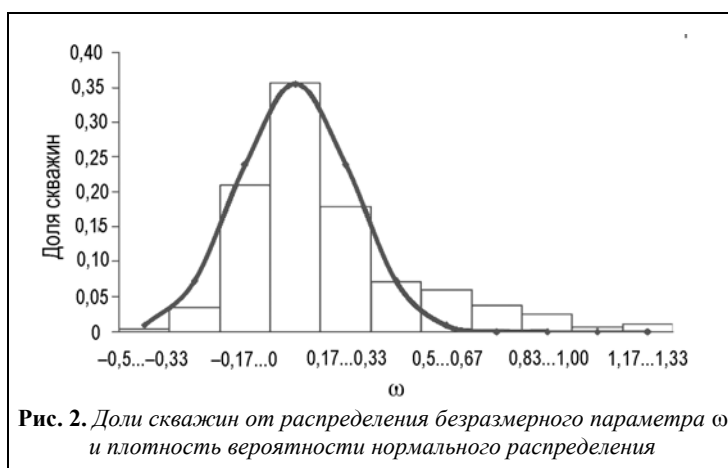


Рис. 2. Доли скважин от распределения безразмерного параметра ω и плотность вероятности нормального распределения

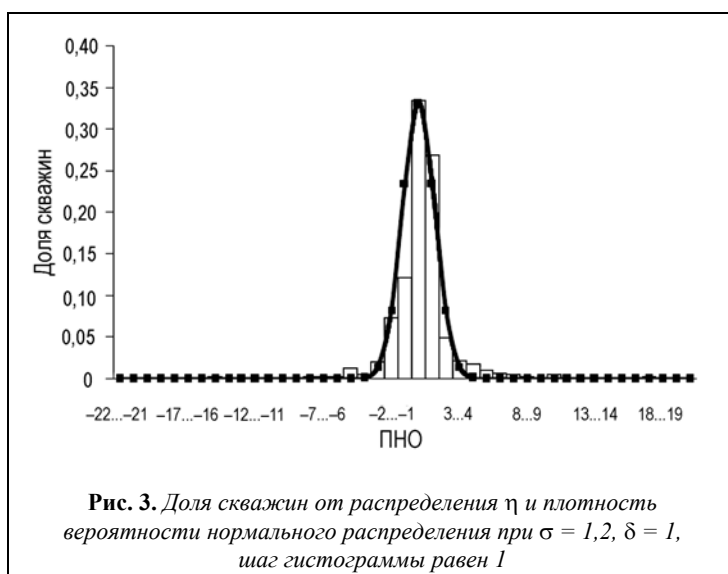


Рис. 3. Доля скважин от распределения η и плотность вероятности нормального распределения при $\sigma = 1,2$, $\delta = 1$, шаг гистограммы равен 1

Рассмотрим распределение скважин по параметру ЧДД. На рис. 2 приведены распределение по безразмерному параметру $\omega = \frac{\text{ЧДД}}{\text{ЧДД}_\omega}$, где ЧДД_ω – характерное значение ЧДД (в данном случае равно 6 млн р.), и кривая плотности вероятности нормального распределения

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\delta)^2}{2\sigma^2}} \quad (6)$$

со средним значением $\delta = 0$ и стандартным отклонением $\sigma = 1,2$.

Видно, что наибольшая доля скважин имеет значения ω от $-0,17$ до $0,17$ и только небольшая доля скважин принимает значения ω больше единицы (ЧДД больше 6 млн р.).

Для оценки эффективности ПЦО скважин вместо ЧДД часто используется паронефтяное отношение (ПНО) η , которое вычисляется проще, чем ЧДД:

$$\eta = \frac{W}{V_{\text{доп.доб.н}}}, \quad V_{\text{доп.доб.н}} = Q(r_*)t_3 - Q_0(t_1 + t_2 + t_3), \quad (7)$$

где $V_{\text{доп.доб.н}}$ – объем дополнительно добытой нефти (м^3), определяется как разность между объемом нефти, добытой при и без ПЦО за один цикл ПЦО. Для эффективных скважин объем дополнительной добычи нефти при ПЦО должен принимать положительное значение ($\eta > 0$), иначе применять ПЦО скважины не имеет смысла. Как видно из табл. 2, дополнительная добыча нефти при процедуре ПЦО на выбранных вертикальных скважинах также принимает высокие значения, что говорит о пригодности скважин к процессу ПЦО.

На рис. 3 показаны доли скважин от интервалов значений паронефтяного отношения η и построена плотность вероятности нормального распределения (6) со средним значением $\delta = 1$ и стандартным отклонением $\sigma = 1,2$.

Видно, что наибольшая доля скважин имеет значения η , близкие к 1, т. е. на этих скважинах объем закачанного пара примерно равен объему дополнительно добытой нефти. Видно также, что на некоторых скважинах параметр η принимает отрицательные значения, что говорит о нерентабельности паротепловой обработки этих скважин. Для некоторых месторождений скважины, на которых значение паронефтяного отношения по массам закачанного пара и дополнительно добытой нефти превышает 2, не рекомендуются для выполнения ПЦО [5].

Таким образом, в настоящей статье предложена технология выбора скважин-кандидатов для проведения ПЦО на месторождениях высоковязкой нефти. Показано, что, опираясь на исходные данные и экономический критерий, можно определить оптимальные технологические параметры по каждой скважине месторождения. Установлено, что распределение скважин по экономическому критерию и паронефтяному отношению удовлетворительно описывается нормальным распределением.

Все расчеты выполнены на основе программного продукта (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012617405 "Вычисление оптимальных технологических параметров при пароциклическом воздействии на пласт с учетом чистого дисконтированного дохода"). Время расчетов занимало приблизительно 4 мин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шевелев А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2005. – С. 72–75.

2. Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов: дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2009. – С. 67.

3. Aziz Kh., Gontijo J.E. A simple analytical model for simulating heavy oil recovery by cyclic steam in pressure-depleted reservoirs // Paper SPE 13037 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, September 16–19, 1984. 13037-MS.

4. Малофеев Г.Е. О механизме притока нефти при паротепловой обработке скважин // Нефт. хоз-во. – 1986. – № 6. – С. 38–40.

5. Урсегов С.О. Обоснование оптимальных параметров термических технологий разработки крупных месторождений высоковязких нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2007. – С. 73.

УДК 622.276

ДЕРЕВЬЯ РЕШЕНИЙ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД АНАЛИЗА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

О.Н. Пичугин, Ю.З. Прокофьева

(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва),

Д.М. Александров

("Бузачи Оперейтинг Лтд.", г. Актау)

В настоящее время в отечественной нефтедобывающей отрасли сложилась устойчивая тенденция снижения эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ), которое связывают, как правило, с ухудшением структуры остаточных запасов. Этот объективный фактор, без сомнения, существенно снижает результативность ГТМ. Однако нельзя не упомянуть и о методических аспектах проектирования методов воздействия на пласт. Так, в одной известной книге [1] есть очень верный тезис: "...Как всякие большие системы, объекты нефтегазодобычи требуют использования целой иерархии моделей – от дифференциальных до интегральных, от детерминированных до адаптивных..." . К сожалению, сегодня для решения сложных задач прогнозирования ГТМ в основном используются только детерминированные модели. Действующие регламентные документы не дают четких рекомендаций и схем проектирования ГТМ. Более того, "современная мода" на использование 3D симуляторов сводит к минимуму применение простых подходов, интегральных и адаптивных моделей. Таким образом, становится понятным наличие другой, уже субъективной причины, обуславливающей низкую эффективность геолого-технических мероприятий, – это проблемы методического характера.

За последние десятилетия накоплен большой опыт реализации ГТМ, который содержит в себе полезные знания и дает возможность применения формализованных подходов для получения правил и рекомендаций. Современное направление анализа данных за рубежом получило емкое название "datamining" [2] – добыча знаний из "сырых" данных. Практический опыт применения различных инструментов анализа позволил остановиться на деревьях решающих правил [3, 4] – простом, прозрачном, но в то же время эффективном методе машин-

ного обучения. В соответствии с этим алгоритмом иерархический процесс построения дерева начинается с поиска наиболее селективного правила для корневой вершины и далее продолжается для дочерних ветвей, пока не будут выполнены определенные терминальные условия.

Рассматриваемый подход обладает следующими важными достоинствами по сравнению с другими нелинейными методами прогнозирования:

- высокая скорость обучения;
- извлечение правил на естественном языке;
- интуитивно понятная классификационная модель;
- возможность выявления причин успешности/неуспешности мероприятий;
- возможность экспертной оценки полученных деревьев решений.

Для демонстрации возможностей использования данного инструмента в работе рассмотрен опыт бурения и ввода новых добывающих скважин. Фонд скважин разделен на 3 различных типа: основной, уплотняющий и горизонтальный одного объекта. Выборка основного фонда состоит из 356 скважин, уплотняющего – 356 скважин, горизонтального – 114 скважин. В работе использовались классификационные алгоритмы, в связи с этим каждая выборка скважин была разбита на 2 группы – "успешную" и "неуспешную". Поскольку средние значения входного дебита нефти в зависимости от фонда скважин сильно различались, по каждому из них были приняты свои критерии успешности: по основному фонду – 11 т/сут, по уплотняющему – 8 т/сут, по горизонтальному – 13 т/сут. Критерии подбирались таким образом, чтобы выборка делилась примерно на две равные части. В таблице приведены средние значения по фондам скважин и группам успешности.