

УДК 622.276.66:519.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

## РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОПАНТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА Тл-Бб БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

**В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, А.Н. Колтырин<sup>1</sup>**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

## DEVELOPMENT OF PROBABILISTIC AND STATISTICAL MODELS FOR EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF PROPPANT HYDRAULIC FRACTURING (ON EXAMPLE OF THE TI-Bb RESERVOIR OF THE BATYRBAYSKOE FIELD)

**Vladislav I. Galkin, Inna N. Ponomareva, Artur N. Kolytrin<sup>1</sup>**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

<sup>1</sup>PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 23.08.2017. Принята / Accepted: 12.02.2018. Опубликовано / Published: 30.03.2018

### Ключевые слова:

гидравлический разрыв пластов, прогнозирование, среднегодовой прирост дебита нефти, терригенный коллектор, Батырбайское месторождение, геолого-технологические показатели, технические показатели, вероятностная модель, статистическая модель, комплексная вероятность, сочетание вероятностей, критерий Пирсона.

Проведен статистический анализ основных факторов, влияющих на эффективность пропантного гидравлического разрыва пластов (ГРП) на терригенном коллекторе объекта Тл-Бб, в зависимости от различных параметров. На объекте в период 2008–2016 гг. выполнено 36 операций ГРП со средним приростом дебита нефти 8,6 т/сут. Для определения параметров, влияющих на эффективность ГРП, построены вероятностно-статистические модели. В качестве зависимой переменной использован среднегодовой прирост дебита нефти, в качестве независимых переменных – геологические, технологические и технические показатели. Для определения степени влияния показателей скважины разделены по эффективности на два класса:  $Q_n > 8$  т/сут (класс 1);  $Q_n < 8$  т/сут (класс 2). Для 1-го класса каждого показателя построены индивидуальные статистические модели для прогноза и вычислена вероятность по ним. Для совместного использования индивидуальных моделей рассчитана комплексная вероятность отдельно для геолого-технологических и технических показателей. В результате построены регрессионные модели с помощью пошагового регрессионного анализа. Стандартная ошибка модели по геолого-технологическим показателям составляет 2,0 т/сут, по техническим – 2,2 т/сут. Совместный учет в регрессионной модели геолого-технологических и технических показателей уменьшает стандартную ошибку до 1,5 т/сут. В заключение сделаны выводы, что раздельное описание процессов выполнения ГРП позволяет на стадии проектирования на основании использования разработанных индивидуальных моделей оценить эффективность применения ГРП в конкретных геолого-технологических условиях. После проведения операции ГРП по разработанным моделям в соответствии с техническими условиями представляется возможным предварительно провести оценку эффективности. Разработанную методику прогноза эффективности ГРП, выполненную по объекту Тл-Бб, рекомендуется после корректировки построенных моделей использовать на других объектах данного месторождения. На других месторождениях, где имеется информация для построения вероятностно-статистических моделей, необходимо разработать новые вероятностно-статистические.

### Key words:

hydraulic fracturing of formations, prediction, average annual increase in oil production rate, clastic reservoir, Baturbayское field, geological and technological parameters, technical parameters, probabilistic model, statistical model, complex probability, combination of probabilities, Pearson's criterion.

The main factors affecting the efficiency of proppant hydraulic fracturing of TI-Bb clastic reservoir depending on various parameters are statistically studied. There are 36 hydraulic fracturing treatments pumped from 2008 to 2016 with an average increase in oil production rate of 8.6 tons per day. Probabilistic statistical models were used to determine the parameters that influence the effectiveness of hydraulic fracturing. The average annual increase in oil production is used as a dependent variable; geological, technological and technical parameters are used as independent variables. To determine the degree of impact of parameters wells are divided into two classes of effectiveness:  $Q_o > 8$  tons/day (class 1),  $Q_o < 8$  tons/day (class 2). For the first class of each parameter individual statistical models are built for prediction and its probability is calculated. For the combined use of individual models complex probability is calculated separately for geological technological and technical indicators. As a result, regression models are built using step-by-step regression analysis. The standard error of the model for geological and technological parameters is 2.0 tons/day and 2.2 tons/day for technical. The joint consideration of geological technological and technical parameters in the regression model reduces the standard error to 1.5 tons/day. It is concluded that a separate description of the processes of hydraulic fracturing allows evaluating the efficiency of hydraulic fracturing in specific geological and technological conditions at the design stage, based on the use of developed individual models. After the hydraulic fracturing performed using the developed models considering technical conditions it is possible to preliminary estimate the effectiveness of hydraulic fracturing. The developed methodology for predicting the efficiency of hydraulic fracturing, performed on the TI-Bb reservoir, is recommended to be used at other reservoirs of the field after correction of the built models. On the other fields where information for building the probabilistic and statistical models is available, it is necessary to develop new probabilistic and statistical models.

**Галкин Владислав Игнатьевич** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 80 17, e-mail: rngm@pstu.ru).

**Пonomарева Инна Николаевна** – доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 92, e-mail: rngm@pstu.ru).

**Колтырин Артур Николаевич** – инженер I категории отдела проектирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов (тел.: +007 342 233 63 44, e-mail: Artur.Kolytrin@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки

**Vladislav I. Galkin** (Author ID in Scopus: 55418067700) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 342 219 80 17, e-mail: vgalinkin@pstu.ru).

**Inna N. Ponomareva** (Author ID in Scopus: 36242312300) – Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 92, e-mail: rngm@pstu.ru).

**Artur N. Kolytrin** – 1<sup>st</sup> category engineer of the Department of Enhanced Oil Recovery Methods Design and Monitoring (tel.: +007 342 233 63 44, e-mail: Artur.Kolytrin@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

## Введение

Гидравлический разрыв пластов (ГРП) в добывающих скважинах является эффективным методом повышения нефтеотдачи. С помощью технологии ГРП достигаются высокие дебиты скважин путем значительного расширения зоны дренирования и приобщения к выработке запасов из удаленных и слабопроницаемых участков [1–21]. В данной работе проведен статистический анализ основных факторов, влияющих на эффективность пропантного ГРП, в зависимости от различных параметров на терригенном объекте Тл-Бб Батырбайского месторождения, расположенного на территории Пермского края. Подобный статистический анализ проведен на карбонатных и терригенных объектах других месторождений Пермского края [22, 23].

### Исследование влияния геолого-технологических и технических факторов на эффективность проведения ГРП

На объекте Тл-Бб в период 2008–2016 гг. выполнено 36 операций ГРП со средним приростом дебита нефти 8,6 т/сут. Для определения параметров, влияющих на эффективность ГРП, построим вероятностно-статистические модели. В качестве зависимой

переменной используется среднегодовой прирост дебита нефти, в качестве независимых переменных – геологические, технологические и технические показатели, представленные в табл. 1.

Для определения степени влияния геолого-технологических и технических показателей на эффективность ГРП построим индивидуальные статистические модели прогноза значений прироста из условий:

- при  $Q_n > 8$  т/сут высокая эффективность ГРП (класс 1);
- при  $Q_n < 8$  т/сут низкая эффективность ГРП (класс 2).

Методика построения индивидуальных вероятностно-статистических моделей приведена в работах [24–30]. Модели по объекту Тл-Бб Батырбайского месторождения представлены в табл. 2.

Примеры графического изображения построенных вероятностных моделей по  $K_{расч}$ ,  $h_{эф}$ ,  $P_{нач}$ ,  $P_{кон}$  приведены на рис. 1.

Показано, что построенные зависимости по  $K_{расч}$  и  $h_{эф}$  имеют обратный вид, однако диапазоны вариаций вероятностей значительно отличаются. В первом случае вероятность  $P(K_{расч})$  имеет значительно больший диапазон изменений, чем во втором.

Таблица 1

Показатели, используемые для построения вероятностно-статистических моделей

Геолого-технологические	Технические
Расчлененность $K_{расч}$ , ед.	Расход смеси $Q_{расч}$ , м <sup>3</sup> /мин
Пьезопроводность $\theta$ , см <sup>2</sup> /с	Объем жидкости разрыва $V_{жр}$ , м <sup>3</sup>
Продуктивность $K_{прод}$ , м <sup>3</sup> /сут/МПа	Масса пропанта $M_{проп}$ , т
Проницаемость ближней зоны пласта $K_{прон}^{бли}$ , мкм <sup>2</sup>	Концентрация пропанта $K_{проп}$ , кг/м <sup>3</sup>
Проницаемость удаленной зоны пласта $K_{прон}^{удп}$ , мкм <sup>2</sup>	Давление в начале при ГРП $P_{нач}$ , атм
Пластовое давление до ГРП $P_{пл}$ , МПа	Давление среднее при ГРП $P_{ср}$ , атм
Нефтенасыщенная толщина $h_{эф}$ , м	Давление в конце ГРП $P_{кон}$ , атм
Скин-эффект $S$	Объем геля $V_{геля}$ , м <sup>3</sup>
Данные гамма-каротажа $GK$ , мкр/ч	
Глубина отн. $H_{отн}$ , м	
Глубина абс. $H_{абс}$ , м	
Нак. добыча нефти $Q_{нв}$ , т	
Нак. добыча воды $Q_{вв}$ , т	

Таблица 2

Индивидуальные модели для прогноза отнесения скважин к первому классу для объекта Тл-Бб  
Батырбайского месторождения

Уравнение вероятности принадлежности к классу 1	Область применения модели	Диапазон изменения вероятности
<i>Геолого-технологические показатели</i>		
$P(K_{\text{расч}}) = 0,671 - 0,0934K_{\text{расч}}$	1–6 ед.	0,110–0,577
$P(K_{\text{прод}}) = 0,0469 + 0,00891K_{\text{прод}}$	0,11–24,7 м <sup>3</sup> /сут·МПа	0,470–0,520
$P(K_{\text{прон}}^{\text{узн}}) = 0,631 - 1,644K_{\text{прон}}^{\text{узн}}$	0,0023–0,319 мкм <sup>2</sup>	0,105–0,827
$P(h_{\text{эф}}) = 0,550 - 0,021h_{\text{эф}}$	1,0–5,0 м	0,445–0,529
$P(GK) = 0,675 + 0,0633GK$	1,0–6,6 мкр/ч	0,257–0,610
$P(H_{\text{абс}}) = 3,531 - 0,0025H_{\text{абс}}$	1104–1232 м	0,408–0,730
$P(Q_{\text{вн}}) = 0,662 - 0,00009Q_{\text{вн}}$	2084,5–64746,2 т	0,096–0,643
$P(\theta) = 0,519 - 0,0000282\theta$	19–6889 см <sup>2</sup> ·с	0,326–0,520
$P(K_{\text{прон}}^{\text{бл}}) = 0,629 - 1,138K_{\text{прон}}^{\text{бл}}$	0,0019–0,54 мкм <sup>2</sup>	0,014–0,628
$P(P_{\text{пл}}) = 0,001 + 0,0551P_{\text{пл}}$	2,1–14,5 МПа	0,115–0,797
$P(S) = 0,536 - 0,0117S$	–4,3–18,2	0,325–0,587
$P(H_{\text{отн}}) = -0,290 + 0,0053H_{\text{отн}}$	1388–1644 м	0,445–0,580
$P(Q_{\text{нн}}) = 0,469 + 0,0000081Q_{\text{нн}}$	9284,4–130060,2 т	0,477–0,574
<i>Технические показатели</i>		
$P(Q_{\text{расх}}) = 1,677 - 0,3313Q_{\text{расх}}$	2,6–4,2 м <sup>3</sup> /мин	0,285–0,815
$P(M_{\text{проп}}) = 0,521 - 0,0011M_{\text{проп}}$	9,0–30,5 т	0,487–0,511
$P(P_{\text{нач}}) = 1,009 - 0,0014P_{\text{нач}}$	220–700 атм	0,029–0,701
$P(P_{\text{кон}}) = 0,339 + 0,0044P_{\text{кон}}$	235–698 атм	0,441–0,642
$P(V_{\text{жр}}) = 0,327 + 0,0059V_{\text{жр}}$	12–70 м <sup>3</sup>	0,397–0,740
$P(K_{\text{проп}}) = -0,019 + 0,0061K_{\text{проп}}$	600–1000 кг/м <sup>3</sup>	0,352–0,596
$P(P_{\text{ср}}) = 1,446 - 0,0029P_{\text{ср}}$	220–450 атм	0,141–0,808
$P(V_{\text{геля}}) = 0,586 - 0,0007V_{\text{геля}}$	56,0–173,6 м <sup>3</sup>	0,464–0,546

Для зависимости  $P_{\text{нач}}$  характерен наибольший диапазон изменения значений  $P(P_{\text{нач}})$ , для  $P_{\text{кон}}$  – маленький размах значений  $P(P_{\text{кон}})$ .

Для совместного использования индивидуальных вероятностей по геолого-технологическим показателям вычислим обобщенную вероятность:

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod P_{\text{укви}}}{\prod P_{\text{укви}} + \prod (1 - P_{\text{укви}})},$$

где  $P_{\text{укви}}$  – соответственно вероятности:  $P(K_{\text{расч}})$ ,  $P(\theta)$ ,  $P(K_{\text{прод}})$ ,  $P(K_{\text{прон}}^{\text{бл}})$ ,  $P(K_{\text{прон}}^{\text{узн}})$ ,  $P(P_{\text{пл}})$ ,  $P(h_{\text{эф}})$ ,  $P(S)$ ,  $P(GK)$ ,  $P(H_{\text{отн}})$ ,  $P(H_{\text{абс}})$ ,  $P(Q_{\text{вн}})$ ,  $P(Q_{\text{нн}})$ ,  $P(Q_{\text{расх}})$ ,  $P(V_{\text{жр}})$ ,  $P(M_{\text{проп}})$ ,  $P(K_{\text{проп}})$ ,  $P(P_{\text{нач}})$ ,  $P(P_{\text{ср}})$ ,  $P(P_{\text{кон}})$ ,  $P(V_{\text{геля}})$ .

При вычислении  $P_{\text{комп}}$  используется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей  $P_{\text{комп}}$  наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении  $m$ . Сочетания вероятностей приведены в табл. 3.

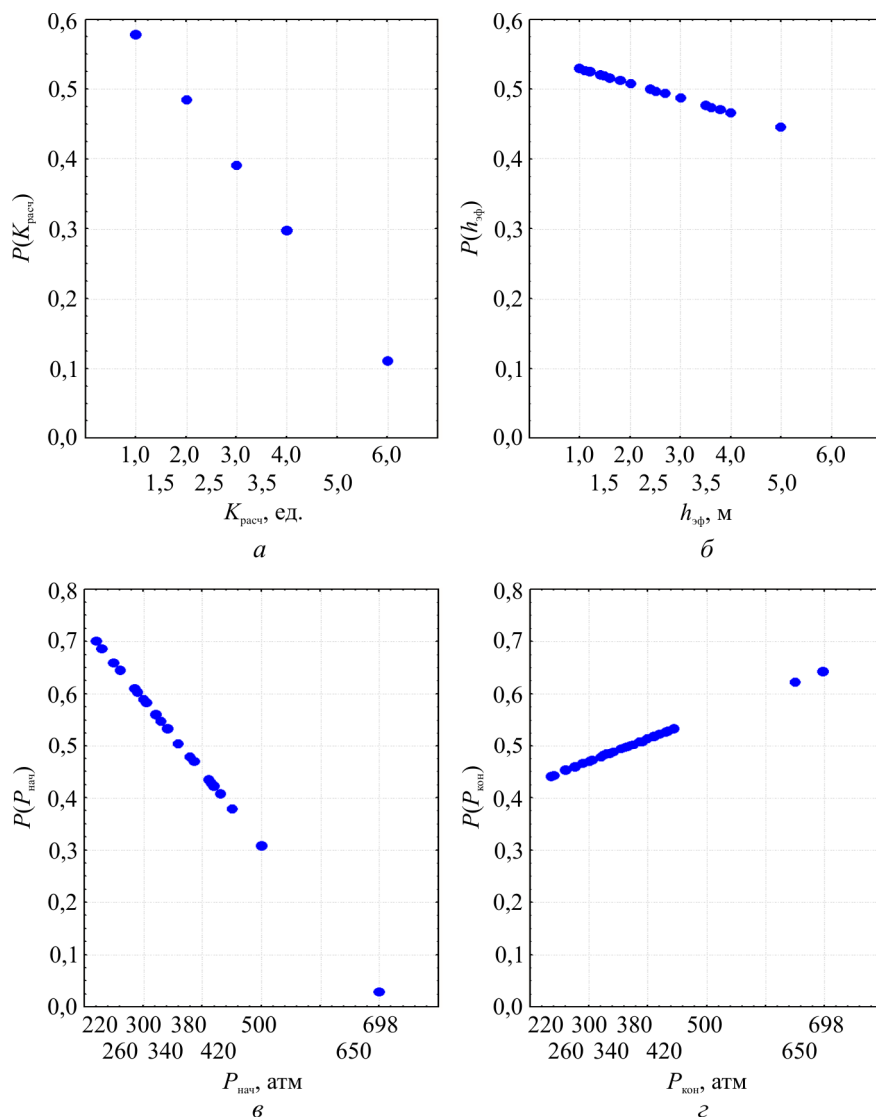


Рис. 1. Зависимости: *а* –  $P(K_{расч})$  от  $K_{расч}$ ; *б* –  $P(h_{эф})$  от  $h_{эф}$ ; *в* –  $P(P_{нач})$  от  $P_{нач}$ ; *г* –  $P(P_{кон})$  от  $P_{кон}$

Наблюдается, что при  $m = 2$  использовались вероятности  $P(K_{прон}^{бл})$  и  $P(Q_{вн})$ . При  $m = 3$  данные условия дополняются  $P(K_{прон}^{узп})$ , далее последовательно все остальные вероятности и на завершающем шаге при  $m = 13$  –  $P(Q_{нн})$  (см. табл. 3). Аналогичные расчеты выполнены по техническим показателям (табл. 4).

В табл. 3 показано, что при  $m = 2$  использовались вероятности  $P(P_{ср})$  и  $P(P_{нач})$ . При  $m = 3$  данные условия дополняются  $P(Q_{расх})$ , далее последовательно все остальные вероятности и на завершающем шаге при  $m = 8$  –  $P(M_{проп})$  (табл. 4).

По значениям  $P_{комп}$ , вычисленным с использованием геолого-технологических и технических показателей, построены зависимости изменения значений  $P_{комп}$  от  $m$  для каждой скважины (рис. 2).

Отметим, что для геолого-технологических показателей значения  $P_{комп}$  вычислялись по 13 параметрам, поэтому значения  $P_{комп}$  изменяются от 2 до 13, для технических – по 8, поэтому значения изменяются от 2 до 8.

Построенные графики состоят из двух частей. Первая часть графиков построена по скважинам, у которых значения  $Q_n < 8$  т/сут. Вторая часть графиков построена по скважинам, у которых значения  $Q_n > 8$  т/сут.

Анализ данных графиков показывает, что значения  $P_{\text{комп}}$  в зависимости от  $t$  по изучаемым скважинам значительно изменяются. Изменения средних значений  $P_{\text{комп}}$  для скважин с различной эффективностью ГРП по данным 13 геолого-технологических и 8 технических показателей приведены на рис. 3.

Сравнение изменений значений  $P_{\text{комп}}$ , вычисленных по геолого-технологическим и техническим показателям, показывает, что

направленности изменения значений для скважин, где  $Q_{\text{н}} > 8$  т/сут, и для скважин, где  $Q_{\text{н}} < 8$  т/сут, одинаковые. Отличие в первом случае заключается в том, что кривая, характеризующая изменения по техническим показателям, располагается ниже кривой, описывающей влияние на эффективность ГРП геолого-технологических показателей. Во втором случае положение кривых  $P_{\text{комп}}$  имеет противоположный вид. Данные зависимости

Таблица 3

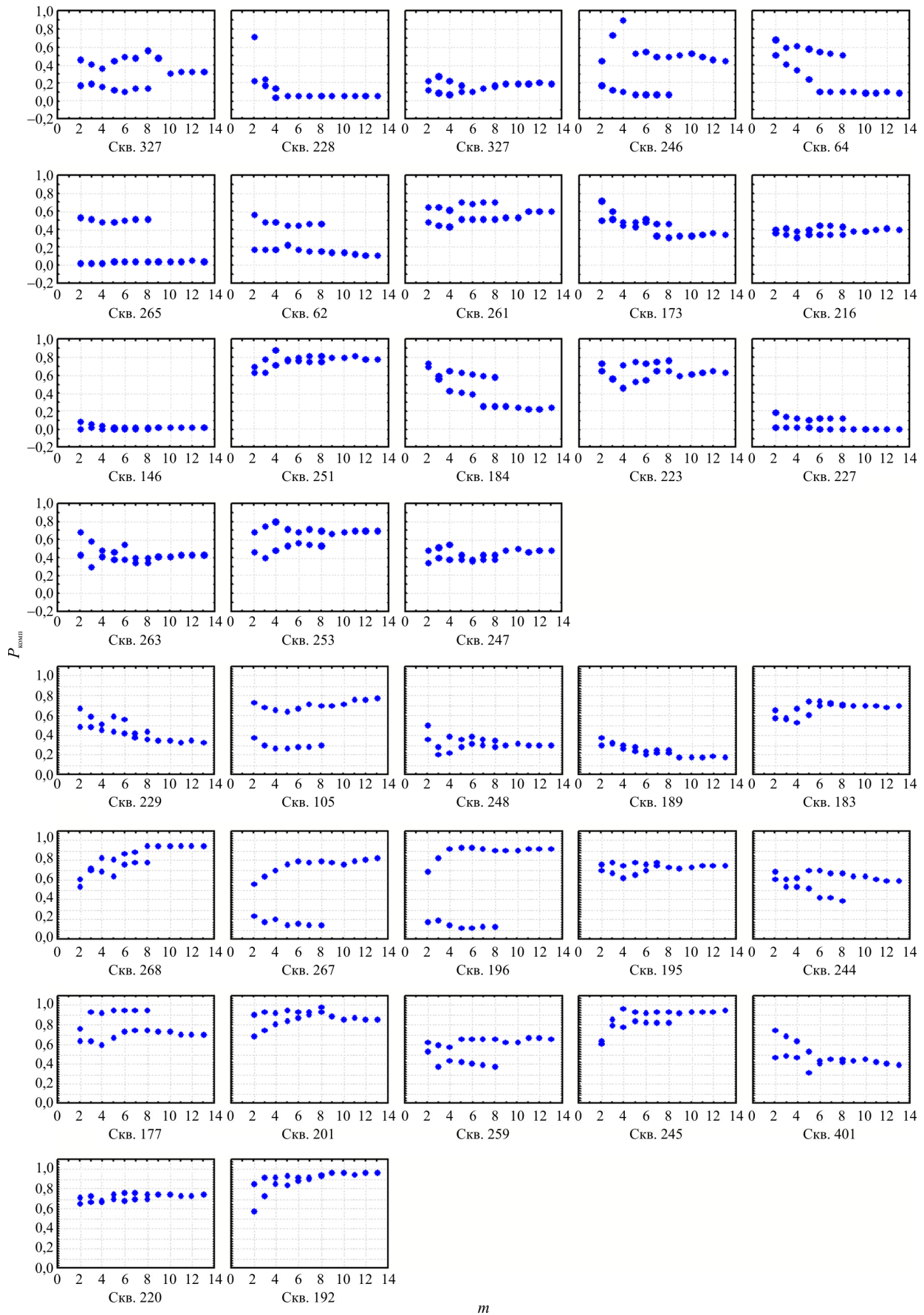
Сочетание вероятностей, вычисленных по геолого-технологическим показателям

Показатель	Сочетание вероятностей $P_{\text{комп}}$											
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$P(S)$						+	+	+	+	+	+	+
$P(\theta)$									+	+	+	+
$P(H_{\text{абс}})$									+	+	+	+
$P(h_{\text{эф}})$											+	+
$P(K_{\text{прон}}^{\text{узп}})$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(H_{\text{отн}})$										+	+	+
$P(GK)$					+	+	+	+	+	+	+	+
$P(K_{\text{расч}})$				+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(K_{\text{прон}}^{\text{бл}})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(P_{\text{пл}})$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(K_{\text{прод}})$							+	+	+	+	+	+
$P(Q_{\text{нн}})$												+
$P(Q_{\text{вн}})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$Q_{\text{н}}^{\text{м}} > 8,0$ т/сут	0,612	0,642	0,653	0,676	0,682	0,685	0,679	0,688	0,691	0,692	0,690	0,690
$Q_{\text{н}}^{\text{м}} < 8,0$ т/сут	0,438	0,403	0,373	0,349	0,352	0,336	0,334	0,329	0,325	0,328	0,328	0,325
$\frac{t_{1-2}}{P_{1-2}}$	<u>2,6832</u> 0,01118	<u>3,4469</u> 0,0015	<u>3,3824</u> 0,0018	<u>4,5432</u> 0,0001	<u>4,1864</u> 0,0001	<u>4,3256</u> 0,0001	<u>4,1849</u> 0,0002	<u>4,5627</u> 0,0001	<u>4,5796</u> 0,0001	<u>4,4268</u> 0,0001	<u>4,4268</u> 0,0001	<u>4,4710</u> 0,0001

Таблица 4

Сочетание вероятностей, вычисленных по техническим показателям

Показатель	Сочетание вероятностей $P_{\text{комп}}$							
	2	3	4	5	6	7	8	
$P(P_{\text{нач}})$	+	+	+	+	+	+	+	
$P(M_{\text{прон}})$							+	
$P(K_{\text{прон}})$					+	+	+	
$P(V_{\text{геля}})$						+	+	
$P(P_{\text{ср}})$	+	+	+	+	+	+	+	
$P(P_{\text{кон}})$					+	+	+	
$P(Q_{\text{расх}})$		+	+	+	+	+	+	
$P(V_{\text{жр}})$			+	+	+	+	+	
$Q_{\text{н}}^{\text{м}} > 8,0$ т/сут	0,569	0,572	0,582	0,579	0,589	0,591	0,591	
$Q_{\text{н}}^{\text{м}} < 8,0$ т/сут	0,425	0,398	0,396	0,396	0,396	0,392	0,391	
$\frac{t_{1-2}}{P_{1-2}}$	<u>1,9864</u> 0,0551	<u>2,2044</u> 0,0343	<u>2,7551</u> 0,0293	<u>2,0152</u> 0,0518	<u>2,2394</u> 0,0317	<u>2,2717</u> 0,0295	<u>2,2866</u> 0,0285	

Рис. 2. Зависимости  $P_{\text{компл}}$  от  $m$  для скважин

свидетельствует о том, что условия проведения ГРП более значительно влияют на эффективность ГРП, чем сама технология проведения. Этот хорошо иллюстрируется характером изменения  $P_{\text{комп}}$  при увеличении значений  $m$  в результате расчетов по конкретным скважинам, приведённых на рис. 2. Наиболее явно это прослеживается по скважинам № 327, 246 при низкой эффективности ГРП, по скважинам № 105, 268,

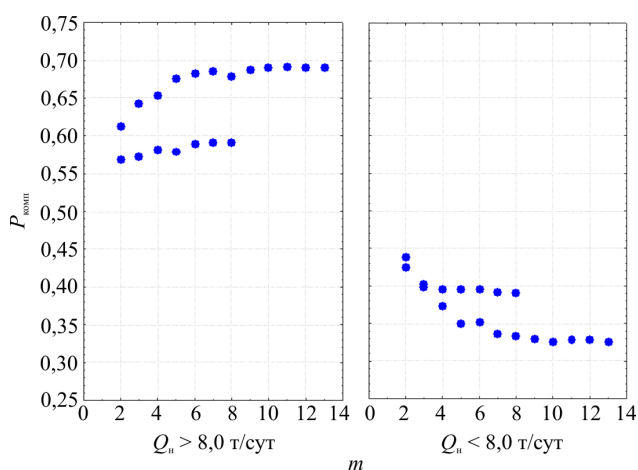


Рис. 3. Зависимости  $P_{\text{комп}}$  от  $m$

для геолого-технологических и технических показателей по изучаемым классам

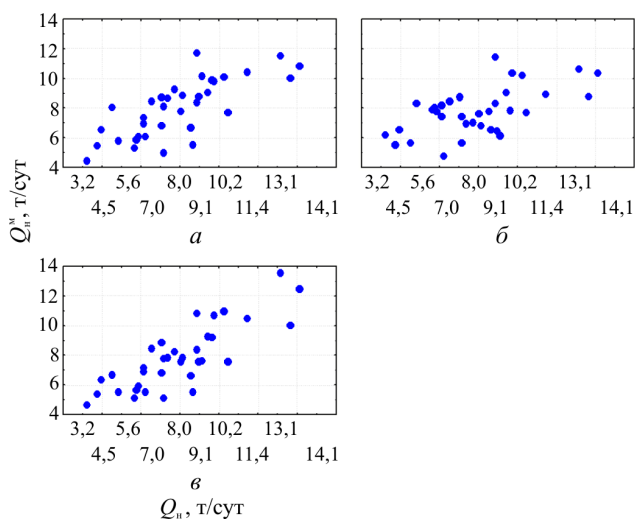


Рис. 4. Поля корреляций между  $Q_n$  и  $Q_n^{M-уэв}$ , вычисленных по вероятностям:  $a$  – геолого-технологических показателей;  $б$  – технических показателей;  $в$  – геолого-технологических и технических показателей

267, 196, 259, 245, 220 при высокой эффективности ГРП. Для скважин с низкой эффективностью ГРП наблюдается и обратная особенность: кривые по техническим показателям находятся выше кривых по геолого-технологическим показателям, это наблюдается по скважинам № 64, 265, 62, 261, 184, 223, 227, 247. Для группы с высокой эффективностью ГРП такая ситуация характерна для скважин № 177, 201, 192.

Таким образом, эффективность ГРП для разных условий является избирательной, но с помощью построения и использования вероятностно-статистических моделей это можно прогнозировать.

По значениям  $P_{\text{комп}}$  при разных  $m$  были построены регрессионные модели для геолого-технологических и технических показателей с помощью пошагового регрессионного анализа. По геолого-технологическим показателям модель имеет следующий вид:

$$Q_n^{M-уэвГТ} = 4,970 + 43,0056P_{\text{комп}m^{10}} - 55,4604P_{\text{комп}m^{11}} + 30,7730P_{\text{комп}m^{12}} - 12,3732P_{\text{комп}m^{19}}$$

при  $R = 0,697$ ,  $p < 0,00038$ , стандартная ошибка равна 2,0 т/сут.

По техническим показателям получена следующая модель:

$$Q_n^{M-уэвТ} = 4,727 + 14,2158P_{\text{комп}m^4} - 23,6382P_{\text{комп}m^5} + 15,8918P_{\text{комп}m^6}$$

при  $R = 0,588$ ,  $p < 0,0039$ , стандартная ошибка равна 2,2 т/сут. Поле корреляции между  $Q_n$  и  $Q_n^{M-уэв}$  приведено на рис. 4.

Совместная оценка геолого-технологических и технических условий проведения ГРП с использованием расчетов по ранее приведенным формулам может быть выполнена так:

$$Q_n^{M-уqvГТ-Г} = 4,727 - 0,075Q_n^{M-уqvГТ} - 0,3712Q_n^{M-уqvГ} - 0,0608(Q_n^{M-уqvГТ})^2 + 0,2411Q_n^{M-уqvГТ}Q_n^{M-уqvГ} - 0,0759(Q_n^{M-уqvГТ})^2$$

при  $R = 0,820$ ,  $p = 0,00000$ , стандартная ошибка равна 1,5 т/сут. Графическое изображение зависимости  $Q_n^{M-уqvГТ-Г}$  от  $Q_n^{M-уqvГТ}$  и  $Q_n^{M-уqvГ}$  приведено на рис. 5.

Статистическую оценку «работоспособности» построенных вероятностно-статистических моделей выполним с помощью критерия Пирсона  $\chi^2$ . Расчет производится по формуле

$$\chi^2 = N_1 N_2 \sum_{i=1}^e \frac{1}{M_1 + M_2} \left( \frac{M_1}{N_1} - \frac{M_2}{N_2} \right)^2,$$

где  $N_1, N_2$  – количество скважин с фактическими значениями приростов дебитов нефти, с модельными значениями приростов дебитов нефти по трем разработанным вариантам;  $M_1, M_2$  – количество значений, попавших в заданный интервал соответственно для двух изучаемых классов;  $e$  – количество интервалов. Для расчета значений  $\chi^2$  построены распределения частностей по  $Q_n$  и  $Q_n^{M-уqvГТ}$ ,  $Q_n^{M-уqvГ}$ , которые приведены в табл. 5.

По данным табл. 5 вычислены величины  $\chi^2$ , которые приведены в табл. 6.

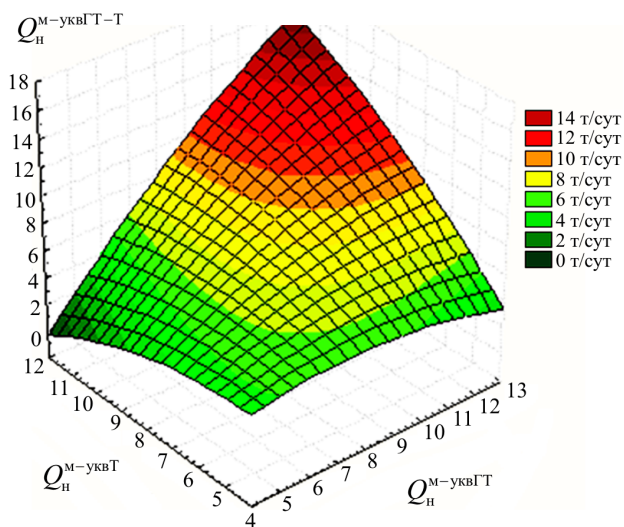


Рис. 5. Зависимость  $Q_n^{M-уqvГТ-Г}$  от  $Q_n^{M-уqvГТ}$  и  $Q_n^{M-уqvГ}$

Таблица 5

Распределение значений  $Q_n$  и  $Q_n^{M-уqvГТ}$ ,  $Q_n^{M-уqvГ}$ ,  $Q_n^{M-уqvГТ-Г}$

Параметр	Интервалы варьирования $Q_n$ , т/сут						
	2–4	4–6	6–8	8–10	10–12	12–14	14–16
$Q_n$	0,085	0,142	0,314	0,285	0,085	0,057	0,028
$Q_n^{M-уqvГТ}$	0,057	0,114	0,314	0,314	0,171	0,028	–
$Q_n^{M-уqvГ}$	–	0,114	0,485	0,285	0,085	0,028	–
$Q_n^{M-уqvГТ-Г}$	–	0,257	0,371	0,171	0,143	0,058	–

Таблица 6

Статистические характеристики моделей

Приросты дебитов фактические	Приросты дебитов модельные	$\frac{\chi^2}{p}$
$Q_n$	$Q_n^{M-уqvГТ}$	<u>0,196641</u> 0,906358
	$Q_n^{M-уqvГ}$	<u>0,1944501</u> 0,907329
	$Q_n^{M-уqvГТ-Г}$	<u>0,101302</u> 0,95610

Примечание:  $\chi^2$  – верхняя строка, уровень значимости – нижняя строка.

Распределения частостей по  $Q_n$  и  $Q_n^{M-уqvГТ}$ ,  $Q_n^{M-уqvГ}$ ,  $Q_n^{M-уqvГТ-Г}$  статистически не различаются, причем минимальное различие получено при сравнении  $Q_n$  с  $Q_n^{M-уqvГТ-Г}$ .

### Заключение

1. Раздельное описание процессов выполнения ГРП позволяет на стадии проектирования на основании использования разработанных индивидуальных моделей оценить эффективность применения ГРП в конкретных геолого-технологических условиях. Благодаря этому можно выполнить ранжирование скважин-кандидатов для проведения ГРП по степени их перспективности.

2. После проведения ГРП по разработанным индивидуальным моделям в соответствии с техническими условиями представляется возможным оценить результаты.



3. По данным оценок ситуации, которая сложилась до проведения ГРП, и данных, полученных после с помощью разработанных вероятностно-статистических моделей, представляется возможным выполнить оценку приростов дебитов нефти.

4. Разработанную методику прогноза ГРП, выполненную по пласту Тл-Бб Батырбайского месторождения, рекомендуется после неко-

торой корректировки построенных моделей использовать на других пластах данного месторождения. На других месторождениях, где есть опыт проведения ГРП, т.е. имеется информация для построения вероятностно-статистических моделей, необходимо разработать новые вероятностно-статистические модели по технологии, детально изложенной в данной работе.

### Библиографический список

1. Agarwal R.G., Carter R.D., Pollock C.B. Evaluation and performance prediction of low permeability gas wells stimulated by massive hydraulic fracturing // *Journal of Petroleum Technology*. – 1979. – Vol. 31, № 3. – P. 362–372. DOI: 10.2118/6838-PA
2. Appah D. Application of the theory of diffuse set to optimize hydraulic fracturing // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1994. – Vol. 11. – P. 335–340. DOI: 10.1016/0920-4105(94)90051-5
3. Blanco E.R. Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction // *Oil and Gas J.* – 1990. – № 12. – P. 112–118.
4. Cinco-Ley H. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods // *Paper SPE 10043*. – 1982. DOI: 10.2118/10043-MS
5. Cipolla C.L., Meehan D.N., Stevens P.L. Hydraulic fracturing performance in the Moxa Arch Frontier formation // *SPE Prod. and Fac.* – 1996. – Vol. 11, № 4. – P. 216–222. DOI: 10.2118/25918-PA
6. Cleary M.P. Comprehensive design formulae for hydraulic fracturing // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September, Dallas, Texas. – Paper SPE 9259. – 1980. DOI: 10.2118/9259-MS
7. Comparison study of hydraulic fracturing models – Test case: GRI staged field experiment. No. 3 / N.R. Warpinski, Z.A. Moschovidis, C.D. Parker, I.S. Abou-Sayed // *SPE Production and Facilities (Society of Petroleum Engineers)*. – 1994. – № 1. DOI: 10.2118/25890-PA
8. Hartsock J.H., Warren J.E. The effect of horizontal hydraulic fracturing on well performance // *Journal of Petroleum Technology*. – 1961. – Vol. 13, № 10. – P. 1051–1056. DOI: 10.2118/61-PA
9. Hubbert M.K., Willis D.G. Mechanics of hydraulic fracturing // *Transactions of American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*. – 1957. – Vol. 210. – P. 153–168.
10. Hydraulic fracturing research in East Texas: third GRI staged field experiment / B.M. Robinson [et al.] // *Journal of Petroleum Technology*. – 1992. – Vol. 44, № 1. – P. 78–87. DOI: 10.2118/22878-PA
11. Meese C.A., Mullen M.E., Barree R.D. Offshore hydraulic fracturing technique // *Journal of Petroleum Technology*. – 1994. – Vol. 46, № 3. – P. 226–229. DOI: 10.2118/28159-PA
12. Settari A. A new general model of fluid loss in hydraulic fracturing // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1985. – Vol. 25, № 4. – P. 491–501. DOI: 10.2118/11625-PA
13. Settari A., Puchir P.J., Bachman R.C. Partially decoupled modeling of hydraulic fracturing processes // *SPE Production Engineering*. – 1990. – Vol. 5, № 1. – P. 37–44. DOI: 10.2118/16031-PA
14. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» /

А.Т. Малышев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 46–51.

15. Анализ эффективности разработки залежей нефти Самотлорского месторождения с применением гидроразрыва пласта / И.В. Шпуров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 10. – С. 50–53.

16. Гайдуков В.Н. Анализ результатов гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Варьеганнефтегаз» // Сб. докладов науч.-техн. совещания по обмену опытом и выработке основных направлений деятельности в области повышения эффективности разработки месторождений ОАО «Варьеганнефтегаз». – М.: Сиданко, 1998. – С. 146–160.

17. Глова В.Н., Латышев В.Н. Результаты гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 1. – С. 15–18.

18. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Кольчугин И.С. Анализ эффективности гидроразрыва пластов на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 7. – С. 15–18.

19. Иванов С.А., Растегаев А.В., Галкин В.И. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) // Нефтепромышленное дело. – 2010. – № 7. – С. 54–58.

20. Колтырин А.Н. Опыт применения пропантного ГРП на терригенном коллекторе // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 4. – С. 28–31.

21. Колтырин А.Н. Повышение эффективности технологии ГРП на карбонатном типе коллектора // Нефтепромышленное дело. – 2016. – № 10. – С. 28–30.

22. Разработка статистической модели прогноза эффективности пропантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазоносного комплекса / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, В.А. Жигалов // Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 3. – С. 48–54.

23. Галкин В.И., Кондратьев С.А., Путилов И.С. Разработка методики оценки эффективности гидроразрыва пласта по комплексу геолого-технологических показателей (на примере визейского терригенного нефтегазоносного комплекса Куединского вала нефтяных месторождений Пермского края) // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 7. – С. 23–26.

24. Галкин В.И., Бродягин В.В., Иванов С.А. О возможности прогнозирования изменения дебитов нефти во времени по литологическим данным // Нефть и газ. Вестник ПГТУ. – Пермь, 2004. – Вып. 5. – С. 129–131.

25. Галкин В.И., Левинзон И.Л., Маршаев О.А. Прогноз нефтегазоносности локальных структур. – Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 1997. – 70 с.

26. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 1992. – 108 с.

27. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург, 1992. – 108 с.

28. Исследование влияния геолого-технологическим показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласт БВ8) / С.А. Иванов, К.Г. Скачек, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 42–45.

29. Иванов С.А. Построение статистических моделей прогноза ГРП по геолого-технологическим показателям // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 46–50.

30. Иванов С.А., Галкин В.И., Растегаев А.В. Прогноз эффективности ГРП по геолого-технологическим показателям // Известия вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 17–22.

## References

1. Agarwal R.G., Carter R.D., Pollock C.B. Evaluation and performance prediction of low permeability gas wells stimulated by massive hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Technology*, 1979, vol.31, no.3, pp.362-372. DOI: 10.2118/6838-PA
2. Appah D. Application of the theory of diffuse set to optimize hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1994, vol.11, pp.335-340. DOI: 10.1016/0920-4105(94)90051-5
3. Blanco E.R. Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction. *Oil and Gas J*, 1990, no.12, pp.112-118.
4. Cinco-Ley H. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods. *Paper SPE 10043*, 1982. DOI: 10.2118/10043-MS
5. Cipolla C.L., Meehan D.N., Stevens P.L. Hydraulic fracturing performance in the Moxa Arch Frontier formation. *SPE Prod, and Fac*, 1996, vol.11, no.4, pp.216-222. DOI: 10.2118/25918-PA
6. Cleary M.P. Comprehensive design formulae for hydraulic fracturing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September, Dallas, 1980. Paper SPE 9259. DOI: 10.2118/9259-MS
7. Warpinski N.R., Moschovidis Z.A., Parker C.D., Abou-Sayed I.S. Comparison study of hydraulic fracturing models - Test case: GRI staged field experiment. No. 3. *SPE Production and Facilities (Society of Petroleum Engineers)*, 1994, no.1. DOI: 10.2118/25890-PA
8. Hartsock J.H., Warren J.E. The effect of horizontal hydraulic fracturing on well performance. *Journal of Petroleum Technology*, 1961, vol.13, no.10, pp.1051-1056. DOI: 10.2118/61-PA
9. Hubbert M.K., Willis D.G. Mechanics of hydraulic fracturing. *Transactions of American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*, 1957, vol.210, pp.153-168.
10. Robinson B.M. et al. Hydraulic fracturing research in East Texas: third GRI staged field experiment. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, vol.44, no.1, pp. 78-87. DOI: 10.2118/22878-PA
11. Meese C.A., Mullen M.E., Barree R.D. Offshore hydraulic fracturing technique. *Journal of Petroleum Technology*, 1994, vol.46, no.3, pp.226-229. DOI: 10.2118/28159-PA
12. Settari A. A new general model of fluid loss in hydraulic fracturing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985, vol.25, no.4, pp.491-501. DOI: 10.2118/11625-PA
13. Settari A., Puchir P.J., Bachman R.C. Partially decoupled modeling of hydraulic fracturing processes. *SPE Production Engineering*, 1990, vol.5, no.1, pp.37-44. DOI: 10.2118/16031-PA
14. Malyshev A.T. et al. Analiz tekhnologii provedeniia GRP na mestorozhdeniakh OAO «Surgutneftegaz» [Analysis of the technology of hydraulic fracturing at the fields of Surgutneftegas OJSC]. *Oil industry*, 1997, no. 9, pp.46-51.
15. Shpurov I.V. et al. Analiz effektivnosti razrabotki zalezhei nefti Samotlorskogo mestorozhdeniia s primeneniem gidrorazryva plasta [Analysis of development efficiency of oil deposits in the Samotlor field with the use of hydraulic fracturing]. *Oil industry*, 1997, no.10, pp.50-53.
16. Gaidukov, V.N. Analiz rezultatov gidrorazryva plasta na mestorozhdeniakh OAO «Var'eganneftegaz» [Analysis of the results of hydraulic fracturing at the fields of Varioganneftegaz OJSC]. *Sbornik dokladov nauchno-tekhnich. soveshchaniia po obmenu opytom i vyrabotke osnovnykh napravlenii deiatel'nosti v oblasti povysheniia effektivnosti razrabotki mestorozhdenii*

ОАО "Var'eganneftegaz". Moscow, Sidanko, 1998, pp.146-160.

17. Glova V.N., Latyshev V.N. Rezul'taty gidrorazryva plasta na mestorozhdeniiakh OAO "Purneftegaz" [Results of hydraulic fracturing at the fields of Purneftegaz OSJC]. *Oil industry*, 1996, no.1, pp.15-18.

18. Gusev, S.V., Koval' Ia.G., Kol'chugin I.S. Analiz effektivnosti gidrorazryva plastov na mestorozhdeniiakh PO "Yuganskneftegaz"» [Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing of reservoirs at the fields of Yuganskneftegaz]. *Oil industry*, 1991, no.7, pp.15-18.

19. Ivanov S.A., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Analiz rezul'tatov primeneniia GRP (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniia nefiti) [Analysis of results of applying formation hydraulic fracturing in Povkhovsky oil field)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no.7, pp.54-58.

20. Koltyrin A.N. Opyt primeneniia propantnogo GRP na terrigenom kollektore [Experience in the use of proppant fracturing on a terrigenous reservoir]. *Geologiya geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no.4, pp.28-31.

21. Koltyrin A.N. Povyshenie effektivnosti tekhnologii GRP na karbonatnom tipe kollektora [Efficiency enhancement of the technology of a formation hydraulic fracturing in a carbonate-type collector]. *Neftepromyslovoe delo*, 2016, no.10, pp.28-30.

22. Galkin V.I., Koltyrin A.N., Kazantsev A.S., Kondrat'ev S.A., Zhigalov V.A. Razrabotka statisticheskoi modeli prognoza effektivnosti propantnogo GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliyam dlia vereiskogo karbonatnogo neftegazonosnogo kompleksa [Development of a statistical model aimed at prediction of efficiency of proppant hydraulic fracturing of a formation, based on a reservoir geological-technological parameters, for Vereiskian carbonate oil- and gas-

bearing complex]. *Neftepromyslovoe delo*, 2017, no.3, pp.48-54.

23. Galkin V.I., Kondrat'ev S.A., Putilov I.S. Razrabotka metodiki otsenki effektivnosti gidrorazryva plasta po kompleksu geologo-tekhnologicheskikh pokazatelei (na primere vizeiskogo terrigennogo neftegazonosnogo kompleksa Kuedinskogo vala nefitnykh mestorozhdenii Permskogo kraia) [Development of the methodology for evaluating the effectiveness of a formation hydraulic fracturing on the basis of a set of complex geological-technological parameters (with the example of visean terrigenous oil and gas complex of Kuedinsky swell of oil fields located in Perm territory)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no.7, pp.23-26.

24. Galkin V.I., Brodiagin V.V., Ivanov S.A. O vozmozhnosti prognozirovaniia izmeneniia debitov nefiti vo vremeni po litologicheskim dannym [On the possibility of predicting changes in oil flow rates over time based on lithological data]. *Neft' i gaz. Vestnik PGTU*, Perm', 2004, iss.5, pp.129-131.

25. Galkin V.I., Levinzon I.L., Marshaev O.A. Prognoz neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Prediction of oil and gas potential of local structures]. Perm', Permskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 1997, 70 p.

26. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaiya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical estimation of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg, 1992, 108 p.

27. Galkin V.I., Zhukov Iu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroiatnostnykh modelei dlia lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [The application of probability models for a local oil and gas forecast]. Ekaterinburg, 1992, 108 p.

28. Ivanov S.A., Skachek K.G., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Shikhov S.A. Issledovanie vliianiia geologo-tekhnologicheskimi pokazatelei na effektivnost' gidrorazryva plasta (na primere

Povkhovskogo mestorozhdeniia – plast BV8) [Investigation of the influence of geological and technological indicators on the effectiveness of hydraulic fracturing (on the example of the Povkhovskoye deposit - BV8)]. *Geologiya geofizika i razrabotka nefதியnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.10, pp.42-45.

29. Ivanov S.A. Postroenie statisticheskikh modelei prognoza GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliyam [Development of

statistical model of hydraulic fracturing prediction by geological and technological indicators]. *Geologiya geofizika i razrabotka nefதியnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no.10, pp.46-50.

30. Ivanov S.A., Galkin V.I., Rastegaev A.V. Prognoz effektivnosti GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliyam [Forecast of the efficiency of hydraulic fracturing on geological and technological indicators]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 2010, no.3, pp.17-22.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Галкин В.И., Пономарева И.Н., Колтырин А.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки эффективности применения пропантного гидравлического разрыва пласта (на примере объекта Тл-Бб Батырбайского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №1. – С.37–49. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.4

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Ponomareva I.N., Koltyrin A.N. Development of probabilistic and statistical models for evaluation of the effectiveness of proppant hydraulic fracturing (on example of the Tl-Bb reservoir of the Batyrbayskoe field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.1, pp.37-49. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.4