

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4

УДК 553.982.2

© Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С., 2015

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ВЫДЕЛЕНИЯ ТИПОВ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В.И. Галкин, И.Н. Пономарева

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

С.С. Черепанов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

Характерной особенностью геологического строения фаменской залежи Озерного месторождения является наличие зон распространения коллектора трещинного типа. Материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах, обработанные в соответствии с моделью Уоррена–Рута, позволили установить, что скважины, в областях дренирования которых по Уоррену–Руту диагностируется трещиноватость, образуют зону, направленную с юго-запада на северо-восток. Для доказательства существования зон распространения разных типов коллекторов выполнен статистический анализ; при этом дополнительно привлечены геолого-физические параметры пласта (абсолютная отметка кровли, толщина, проницаемость) и некоторые показатели эксплуатации скважин (начальный дебит, коэффициент продуктивности), а также данные литолого-фациального анализа данного объекта по керну и сейсмическим атрибутам.

В работе определены интервальные вероятности принадлежности к классу трещинных и поровых коллекторов, а средние значения интервалов варьирования сопоставлялись с интервальными вероятностями. По этим данным высчитывались парные коэффициенты корреляции и строились уравнения регрессии по всем изучаемым показателям. Соотношения между значениями вероятностей и значениями привлеченных показателей отражены графически. Анализ данных графиков позволяет сделать вывод о вероятности наличия трещинного коллектора для различных значений используемых в работе геолого-физических показателей. Для построения наиболее оптимальной модели прогноза с помощью индивидуальных вероятностей вычислены значения обобщенной вероятности, построена схема ее изменения по площади залежи. Анализ этой схемы показывает, что принадлежность скважин к определенному классу пустотности, определенная по данным кривых восстановления давления в соответствии с моделью Уоррена–Рута, в значительной мере подтверждается данными, полученными по характеристикам пласта. Разработанная методика выделения типов коллекторов обладает рядом преимуществ, может быть реализована и на других близких по геологическому строению и нефтегазоносности месторождениях.

Ключевые слова: Соликамская депрессия, фаменская залежь, трещинный коллектор, поровый коллектор, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, методы обработки, модель Уоррена–Рута, литолого-фациальные зоны, статистический анализ, вероятностный подход, вероятность принадлежности к классу, оптимальная модель прогноза, индивидуальная вероятность, схема изменения вероятности по площади залежи.

DEVELOPMENT OF THE METHODOLOGY FOR EVALUATION OF POSSIBILITIES TO DETERMINE RESERVOIR TYPES BASED ON PRESSURE BUILD-UP CURVES, GEOLOGICAL AND RESERVOIR PROPERTIES OF THE FORMATION (CASE STUDY OF FAMEN DEPOSITS OF OZERNOE FIELD)

V.I. Galkin, I.N. Ponomareva

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

S.S. Cherepanov

LUKOIL-PERM LLC, Perm, Russian Federation

One of the features of geological structure of Famien deposits of Ozernoe field is naturally fractured reservoir zones. Results of hydrodynamic study of wells on unsteady regime that were processed by Warren-Root model show that naturally fractured zones are oriented North-East. In order to prove existence of zones with different reservoirs statistical analysis was performed. Wherein geological and physical reservoir parameters (absolute elevation, thickness, permeability), several parameters of well performance (initial rate, productivity index) and litho-facial analysis (on cores and seismic) were additionally involved.

In this paper interval probabilities that belong to naturally fractured and pore types are determined. Average values of varying intervals compared with interval probabilities. Based on that data pair correlation coefficients calculated and regression equations are built taking into account all studying parameters. Correlation between probability values and addition values are shown on graph. Graphs show probability of naturally fractured reservoir existence for different values of geological and technological parameters. To build the optimal forecast model using individual probability generalized probability were calculated. Scheme that reflect its change on the area of the deposit is built. Analysis show that wells belong to cavitation type determined base on pressure build-up curves in accordance with Warren-Root model is proved by obtained reservoir characteristics. The methodology for reservoir type determination has several advantages, can be implemented on the other fields that are similar in terms of geological structure and Oil and Gas province.

Keywords: Solikamskaia depression, Famien deposits, naturally fractured reservoir, pore reservoir, hydrodynamic studies, pressure build-up curve, processing methods, Warren-Root model, litho-facial zones, statistical analysis, probability approach, probability of belonging to certain type, optimal forecast model, individual probability, scheme of probability change on deposits areas.

Введение

Сложность геологического строения фаменской залежи нефти Озерного месторождения во многом объясняется наличием зон развития естественной трещиноватости коллектора и является одной из основных причин, затрудняющих разработку объекта [1, 2]. Небольшой объем имеющегося кернового материала не позволил в полной мере оценить пространственное распространение зон развития трещиноватости по площади залежи методами петрофизики и ГИС. В этой связи целесообразно использовать альтернативные методы оценки трещиноватости, например, по данным гидродинамических исследований. Существуют различные методы обработки кривых восстановления давления (КВД), позволяющие определить те или иные показатели трещиноватости коллектора. Мощным инструментом в данном вопросе следует считать программный комплекс ECRIN (модуль SAPHIR) [3], однако он предъявляет высокие требования к качеству исходных данных, и материалы исследований малодебитных скважин методом восстановления уровня не всегда подлежат обработке в SAPHIR. По той же причине затруднено использование другого известного метода интерпретации – детерминированных моментов давления [4].

В работах [5–8] приводится метод оценки трещиноватости, основанный на интерпретации КВД в соответствии с моделью Уоррена–Рута. В работе [7] достоверность результатов данной методики применительно к исследованиям скважин нефтяных месторождений, приуроченных к Соликамской депрессии, подтверждена материалами геофизических и рентгеномографических исследований, что дает все основания использовать ее для оценки текущих параметров трещиноватости в любой хронологический период разработки залежи.

В [9] представлены результаты изучения трещиноватости коллекторов на фаменской залежи Озерного месторождения, основанные на комплексном использовании методики Уоррена–Рута и данных сейсмофациального анализа. В результате выделены скважины, в которых прогнозируется трещинный или поровый коллектор (рис. 1).

Из представленной на рис. 1 схемы видно, что распределение скважин по площади имеет зональный характер. Скважины, где по методике Уоррена–Рута прогнозируется трещинный коллектор, образуют зону, направленную с юго-запада на северо-восток.

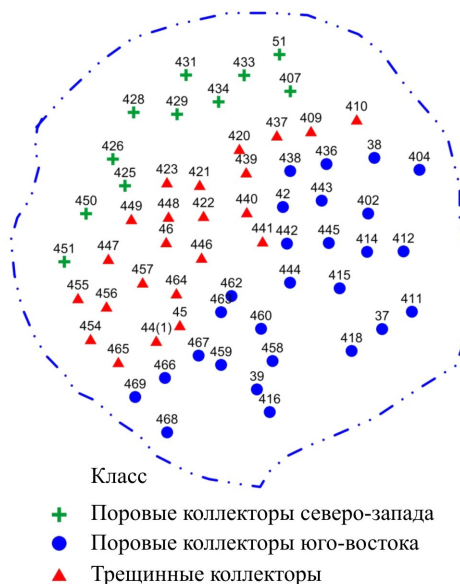


Рис. 1. Схема фаменской залежи Озерного месторождения с выделенными участками трещиноватости коллектора

Статистический анализ принадлежности к классам коллекторов

Доказательство фактического существования прогнозируемой зональности выполним с помощью статистических методов [10–11], путем сравнения плотностей распределения характеристик в пределах прогнозируемых трещинных и поровых зон коллекторов. Плотности распределения по данным скважин построим по следующим характеристикам пласта: абсолютные отметки кровли пласта $H_{кр}$, м; дебит жидкости $Q_{жидк}$, м³/сут.; коэффициент продуктивности $K_{прод}$, м³/(сут·МПа); толщина пласта $T_{пл}$, м; коэффициент проницаемости матрицы породы $K_{пр.матр}$, мД; средний коэффициент проницаемости пласта (матрица + трещины) $K_{пр.пласт}$, мД.

Кроме этого, для анализа дополнительно привлечем данные по выделению литолого-фациальных зон по фаменско-турнейскому карбонатному комплексу Озерного месторождения. В работах И.С. Путилова [12, 13, 15] литолого-фациальные зоны выделены с помощью сейсмических атрибутов. По этим данным построена прогнозная схема фациальной зональности фаменско-турнейского объекта разработки, в соответствии с которой на залежи выделены зоны: склона рифа (СК), нижнего тылового шлейфа (НШ), верхнего тылового шлейфа (ВШ) и биогермного ядра (БЯ).

Также имеется фациальная схема данного объекта, построенная А.П. Вилесовым [14]. Для ее построения автор использовал исследования керна, биостратиграфический и циклостратиграфический методы, литолого-фациальный анализ. По этим данным создана схема, в которой выделены рифовый гребень (РГ), зарифовое мелководье (ЗМ), рифовый склон (РС).

Для статистического анализа построенной в [12] схемы введем условное обозначение $I_{П}$. Скважинам, расположенным в различных зонах, присвоим следующие индексы: для зоны ВШ – индекс 1 ($I_{П1}$), зоны БЯ – 2, зоны НШ – 3, зоны СК – 4. Для статистического анализа построенной А.П. Вилесовым схемы введем условное обозначение $I_{В}$. По данным А.П. Вилесова, скважинам в различных зонах присвоим индексы: в зоне ЗМ – 1 ($I_{В1}$), в зоне РГ – 2, в зоне РС – 3. Оценку индивидуальной информативности

выполним по всем вышеприведенным показателям путем сравнения плотностей распределения по двум зонам по критерию χ^2 . Плотности распределения приведены в табл. 1.

Из данных табл. 1 видно, что статистические различия в распределениях для трещинных и поровых зон наблюдаются наиболее сильно по показателям $H_{кр}$ и $I_{П}$, распределения изучаемых величин которых по критерию χ^2 статистически различаются.

Определение вероятностей принадлежности к классам коллекторов

Для приведения используемых показателей в единую систему был использован вероятностный подход. По данным табл. 1 были определены интервальные вероятности принадлежности к классу скважин с трещинными

Таблица 1

Интервалы варьирования показателей

Показатель	Значения	Тип коллектора		Показатель	Значения	Тип коллектора	
		трещинный	поровый			трещинный	поровый
$H_{кр}, м$	-1560...-1570	0,041	0,054	$T_{пл}, м$	20-25	0,041	0,081
	-1570...-1580	0,166	0,054		25-30	0,166	0,054
	-1580...-1590	0,458	0,270		30-35	0,083	0,108
	-1590...-1600	0,250	0,162		35-40	0,166	-
	-1600...-1610	0,041	0,108		40-45	0,041	0,081
	-1610...-1620	-	0,162		45-50	0,041	0,027
	-1620...-1630	0,041	0,054		50-55	-	-
	-1630...-1640	-	0,108		55-60	-	-
	-1640...-1650	-	0,027		60-65	-	0,054
$Q_{жидк}, м^3/сут$	0-10	0,375	0,459	$K_{пр.матр}, мД$	0-20	0,791	0,810
	10-20	0,166	0,189		20-40	0,125	0,135
	20-30	0,083	0,081		40-60	-	0,027
	30-40	0,041	0,135		60-80	-	-
	40-50	0,083	0,054		80-100	-	-
	50-60	0,166	0,081		100-120	-	0,027
	60-70	-	-		120-200	-	-
	70-80	0,041	-		200-220	0,041	-
	80-90	0,041	-		220-240	0,041	-
$K_{прод}, м^3/сут·МПз$	0-5	0,500	0,567	$K_{пр.пласт}, мД$	0-100	0,916	0,918
	5-10	0,083	0,108		100-200	-	0,054
	10-15	0,166	0,027		200-300	-	0,027
	15-20	0,083	0,027		300-400	0,041	-
	20-25	-	0,081		400-500	-	-
	25-30	-	0,081		500-600	-	-
	30-35	0,041	0,027		600-700	-	0,027
	35-40	-	0,027		700-800	0,041	-
	40-45	0,041	0,027	$I_{П}, ранг$	1	0,708	0,081
	45-50	0,041	-		2	0,125	0,243
	50-55	0,041	0,035		3	0,125	0,621
$T_{пл}, м$	0-5	0,125	0,027	$I_{В}, ранг$	4	0,041	0,054
	5-10	-	0,162		1	0,625	0,621
	10-15	0,041	0,216		2	0,291	0,216
	15-20	0,291	0,189	3	0,083	0,162	

Таблица 2

Уравнения регрессии по изучаемым показателям

Показатель	Уравнение вероятности принадлежности к классу скважин с трещинными коллекторами	Область применения модели	Диапазон изменения вероятности
$H_{кр}, м$	$P(H_{кр}) = 4,959 + 0,0028 H_{кр}$	-1646...-1568	0,35-0,57
$Q_{жидк}, м^3/сут$	$P(Q_{жидк}) = 0,342 + 0,00691 Q_{жидк}$	0,5-82,7	0,34-0,92
$K_{прод}, м^3/(сут·МПа)$	$P(K_{прод}) = 0,455 + 0,0038 K_{прод}$	0,13-54,30	0,45-0,66
$T_{пл}, м$	$P(T_{пл}) = 0,386 + 0,00486 T_{пл}$	1,8-63,4	0,39-0,69
$K_{пр.матр}, мД$	$P(K_{пр.матр}) = 0,463 + 0,00187 K_{пр.матр}$	0,1-230,5	0,46-0,89
$K_{пр.пласт}, мД$	$P(K_{пр.пласт}) = 0,478 + 0,00042 K_{пр.пласт}$	0,2-738,0	0,47-0,79
$I_{п}, ранг$	$P(I_{п}) = 1,168 - 0,2914 I_{п}$	1,0-4,0	0,01-0,88
$I_{в}, ранг$	$P(I_{в}) = 0,578 - 0,0518 I_{в}$	1,0-3,0	0,42-0,53

Таблица 3

Средние значения вероятностей принадлежности к трещинным коллекторам

Показатель	Статистические характеристики				Критерии	
	средние значения		средние значения вероятностей		$\frac{t}{P}$	$\frac{\chi^2_p}{P}$
	трещинные коллекторы	поровые коллекторы	трещинные коллекторы	поровые коллекторы		
$H_{кр}, м$	-1588±10,9	-1601±20,3	0,512±0,030	0,476±0,057	$\frac{2,75172}{0,007862}$	$\frac{8,310083}{0,015685}$
$Q_{жидк}, м^3/сут$	28,2±26,1	17,9±17,1	0,537±0,180	0,467±0,118	$\frac{1,86824}{0,066696}$	$\frac{2,825562}{0,243465}$
$K_{прод}, м^3/(сут·МПа)$	13,1±15,6	10,6±13,5	0,504±0,059	0,495±0,051	$\frac{0,65206}{0,516893}$	$\frac{0,396743}{0,820056}$
$T_{пл}, м$	24,1±12,1	22,7±14,9	0,503±0,059	0,496±0,072	$\frac{0,40193}{0,689288}$	$\frac{0,562598}{0,754803}$
$K_{пр.матр}, мД$	27,0±61,4	12,0±20,8	0,513±0,114	0,485±0,039	$\frac{1,39273}{0,168927}$	$\frac{1,713639}{0,424510}$
$K_{пр.пласт}, мД$	76,3±165,1	30,5±99,7	0,510±0,069	0,490±0,041	$\frac{1,35329}{0,181127}$	$\frac{1,535570}{0,464040}$
$I_{п}, ранг$	1,4±0,8	2,7±0,6	0,737±0,261	0,401±0,207	$\frac{7,28391}{0,000001}$	$\frac{24,56016}{0,000005}$
$I_{в}, ранг$	1,4±0,6	1,5±0,8	0,503±0,034	0,497±0,039	$\frac{0,614494}{0,540958}$	$\frac{0,410060}{0,814623}$

коллекторами. Далее средние значения интервалов варьирования сопоставлялись с интервальными вероятностями. По этим данным вычислялись парные коэффициенты корреляции r и строилось уравнение регрессии. При построении моделей выполнялась их корректировка при условии, что среднее значение для класса трещинных коллекторов должно быть больше 0,5, а для поровых – меньше 0,5. Уравнения регрессии по всем изучаемым показателям приведены в табл. 2.

Графические соотношения между значениями вероятностей и значениями показателей приведены на рис. 2–6.

Из анализа рис. 2 следует, что на более высоких гипсометрических отметках вероятность наличия трещинных коллекторов выше, чем на более низких.

Из данных рис. 3 видно, что при увеличении значений $Q_{жидк}$ от 0,5 до 82,7 м³/сут вероятность обнаружения трещинных коллекторов закономерно повышается от 0,33 до 0,90.

Из рис. 4 видно, что при увеличении значений $K_{прод}$ от 0,13 до 54,3 м³/(сут·МПа) значения $P(K_{прод})$ повышаются от 0,45 до 0,66. При увеличении значений $T_{пл}$ от 1,0 до 63,4 м также наблюдается повышение значений $P(T_{пл})$ от 0,39 до 0,69.

Отсюда видно, что при увеличении значений $K_{пр.матр}$ от 0,1 до 230,3 мД значения $P(K_{пр.матр})$ повышаются от 0,46 до 0,89. По показателю $K_{пр.пласт}$ также наблюдается аналогичное явление, но значения вероятностей изменяются в меньшем диапазоне (0,47–0,78).

Анализ графиков, приведенных на рис. 6, показывает, что показатель $I_{п}$ более сильно контролирует наличие трещинных коллекторов, чем $I_{в}$. В первом случае значение $P(I_{п})$ варьируется от 0,04 до 0,91, во втором – от 0,10 до 0,53. По уравнениям регрессии, приведенным в табл. 2, выполнены вычисления значений вероятностей всех показателей по 61 изучаемой скважине.

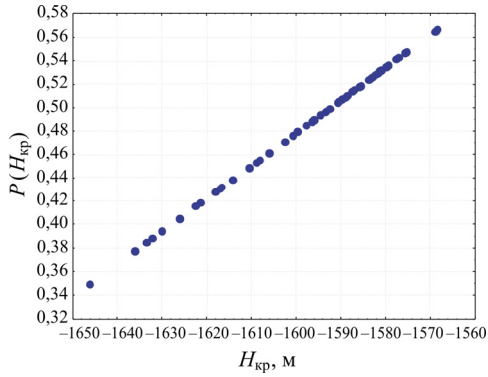


Рис. 2. Зависимость $P(H_{кр})$ от $H_{кр}$

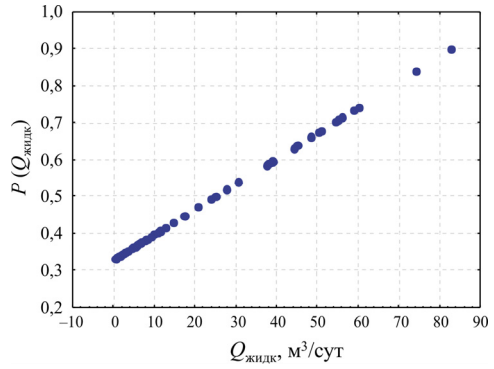


Рис. 3. Зависимость $P(Q_{жидк})$ от $Q_{жидк}$

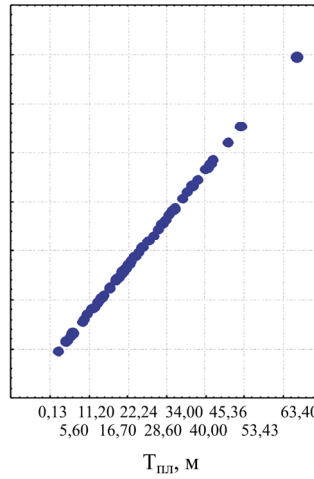
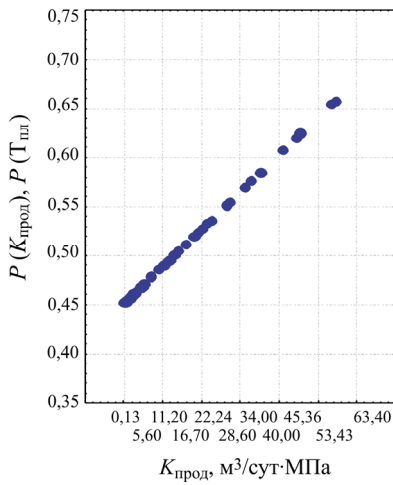


Рис. 4. Зависимости $P(K_{прод})$, $P(T_{пл})$ от $K_{прод}$ и $T_{пл}$

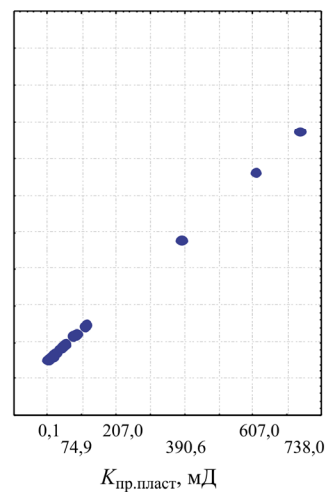
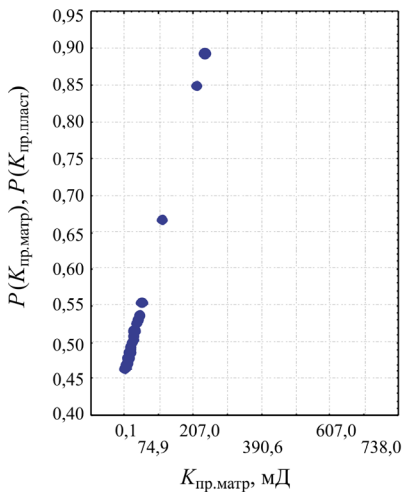


Рис. 5. Зависимости $P(K_{пр.матр})$, $P(K_{пр.пласт})$ от $K_{пр.матр}$ и $K_{пр.пласт}$

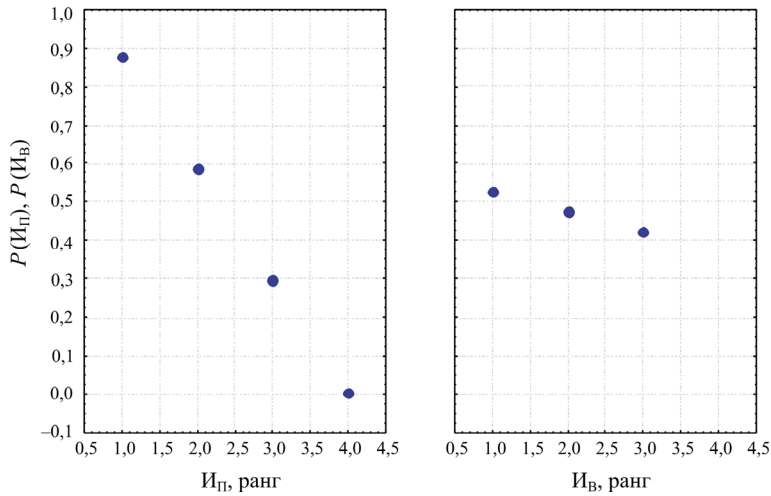


Рис. 6. Зависимости $P(I_{\Pi})$, $P(I_{В})$ от I_{Π} и $I_{В}$

Для построения наиболее оптимальной модели прогноза с помощью индивидуальных вероятностей вычислим обобщенную вероятность $P_{\text{комп}}$:

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

где $P_{\text{укви}}$ – соответственно вероятности: $P(H_{\text{кр}})$, $P(Q_{\text{жидк}})$, $P(K_{\text{прод}})$, $P(T_{\text{пл}})$, $P(K_{\text{пр.матр}})$, $P(K_{\text{пр.пласт}})$, $P(I_{\Pi})$, $P(I_{В})$.

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 . Количество сочетаний определяется по следующей формуле:

$$C_m^n = \frac{n!}{m!(n-m)!},$$

где n – количество всех показателей, равное 8.

Таблица 4

К обоснованию прогноза трещинных коллекторов

Показатель	Сочетание						
	2	3	4	5	6	7	8
<i>Вероятность</i>							
$P(H_{\text{кр}})$	+	+	+	+	+	+	+
$P(Q_{\text{жидк}})$		+	+	+	+	+	+
$P(K_{\text{прод}})$						+	+
$P(T_{\text{пл}})$					+	+	+
$P(K_{\text{пр.матр}})$			+	+	+	+	+
$P(K_{\text{пр.пласт}})$				+	+	+	+
$P(I_{\Pi})$	+	+	+	+	+	+	+
$P(I_{В})$							+
<i>Средние значения</i>							
Трещинные коллекторы	0,769	0,769	0,762	0,757	0,747	0,751	0,752
Поровые коллекторы	0,354	0,328	0,321	0,318	0,317	0,316	0,304
t_{1-2}	<u>7,3393</u>	<u>7,5455</u>	<u>7,6726</u>	<u>7,1914</u>	<u>6,8146</u>	<u>6,7739</u>	<u>7,4302</u>
p_{1-2}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
χ^2_{1-2}	<u>37,6912</u>	<u>40,0944</u>	<u>39,2182</u>	<u>37,9344</u>	<u>35,5112</u>	<u>35,0400</u>	<u>37,4952</u>
p_{1-2}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<i>% классификации</i>							
Класс 1	82,60	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26	78,26
Класс 2	86,84	92,10	89,47	86,84	86,84	86,84	86,84
Среднее	85,24	86,88	85,24	83,60	83,60	83,60	83,60

Таблица 5

Значения $P_{\text{комп}}^{m=8}$ по скважинам

№ скв.	Тип коллектора	$P_{\text{комп}}^{m=8}$	№ скв.	Тип коллектора	$P_{\text{комп}}^{m=8}$	№ скв.	Тип коллектора	$P_{\text{комп}}^{m=8}$
37	Поровый	0,067	431	Поровый	0,390	456	Трещинный	0,490
38	Поровый	0,113	433	Поровый	0,426	457	Трещинный	0,981
39	Поровый	0,599	434	Поровый	0,561	458	Поровый	0,089
42	Поровый	0,164	436	Поровый	0,289	459	Поровый	0,113
46	Трещинный	0,924	437	Трещинный	0,854	460	Поровый	0,141
51	Поровый	0,299	438	Поровый	0,454	462	Поровый	0,533
402	Поровый	0,146	439	Трещинный	0,784	463	Поровый	0,298
404	Поровый	0,086	440	Трещинный	0,749	464	Трещинный	0,800
407	Поровый	0,464	441	Трещинный	0,320	465	Трещинный	0,002
409	Трещинный	0,680	442	Поровый	0,203	466	Поровый	0,856
410	Трещинный	0,702	443	Поровый	0,427	467	Поровый	0,668
414	Поровый	0,679	444	Поровый	0,308	44 (1)	Трещинный	0,980
415	Поровый	0,396	445	Поровый	0,123	45	Трещинный	0,995
420	Трещинный	0,990	446	Трещинный	0,501	412	Поровый	0,070
421	Трещинный	0,967	447	Трещинный	0,585	418	Поровый	0,164
422	Трещинный	0,997	448	Трещинный	0,841	416	Поровый	0,253
423	Трещинный	0,817	449	Трещинный	0,777	469	Поровый	0,109
425	Поровый	0,517	450	Поровый	0,001	468	Поровый	0,105
426	Поровый	0,407	451	Поровый	0,002	411	Поровый	0,135
428	Поровый	0,307	454	Трещинный	0,962			
429	Поровый	0,600	455	Трещинный	0,585			

Средние значения этих вероятностей при разных значениях m приведены в табл. 4.

Из таблицы видно, что при $m = 2$ использовались вероятности $P(H_{кр})$ и $P(I_{п})$, при $m = 3$ к ним присоединилась вероятность $P(Q_{жидк})$, далее последовательно $P(K_{пр.матр})$, $P(K_{пр.пласт})$, $P(K_{прод})$ и на завершающем шаге при $m = 8 - P(I_B)$ (табл. 4).

Отсюда следует, что при увеличении m средние значения $P_{\text{комп}}$, а также статистические характеристики для трещинных коллекторов изменяются незначительно в диапазоне 0,75–0,77. Для поровых коллекторов наблюдается некоторое снижение значений $P_{\text{комп}}$ от 0,35 до 0,31. При дальнейшем анализе будем использовать $P_{\text{комп}}$ при $m = 8$ ($P_{\text{комп}}^{m=8}$), которые приведены в табл. 5.

По значениям $P_{\text{комп}}^{m=8}$ была построена схема изменения по площади фаменской залежи Озерного месторождения (рис. 7).

Из рис. 7 видно, что принадлежность скважин к определенному классу пустотности, определенная по данным КВД в соответствии с моделью Уоррена–Рута, в значительной мере подтверждается данными, полученными по характеристикам пласта.

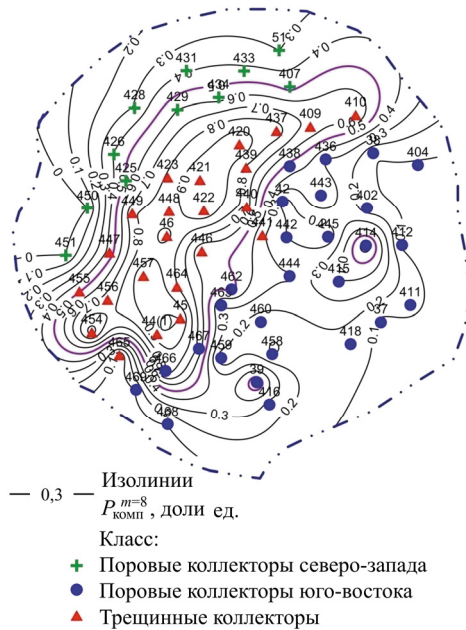


Рис. 7. Схема изменения вероятности $P_{\text{комп}}^{m=8}$ по площади

Заключение

В заключение отметим преимущества использования индивидуальных вероятностных моделей при оценке данных, полученных с применением КВД по Уоррену–Руту:

1. За счет приведения к вероятностному виду упрощается сопоставительный анализ параметров разного масштаба и с разными единицами измерения с типом коллектора.
2. Использование индивидуальных вероятностных моделей позволяет выполнять физически осмысленную интерпретацию влияния различных показателей на тип коллектора.

3. Обоснование совокупности наиболее информативных параметров позволяет прогнозировать тип коллектора даже без наличия данных по КВД.

Все это убедительно свидетельствует о том, что данные КВД с использованием методики Уоррена–Рута позволяют выделять коллекторы трещинного типа на фаменском пласте Озерного месторождения. Разработанная технология может быть реализована и на других близких по геологическому строению и нефтегазоносности месторождениях.

Список литературы

1. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность и особенности порового пространства карбонатных пород / ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2003. – 240 с.
2. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь: Электронные издательские системы, 2004. – 334 с.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
4. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78–79.
5. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
6. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. – М.: Премиум Инжиниринг, 2009. – 868 с.
7. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – Vol. 3, is. 3. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA.
8. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories, houston. – Texas, 1993. – 200 p.
9. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения ядра, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
10. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена–Рута с использованием данных сейсмодинамического анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
11. Галкин В.И., Галкин С.В., Воеводкин В.Л. Построение статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти для эксплуатационных объектов пермского Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 86–88.
12. Путилов И.С. Разработка технологии комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
13. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
14. Вилесов А.П. Разнообразие типов трещиноватости в верхнедевонских органогенных постройках Березниковской карбонатной платформы (Пермский край) // Рифы и карбонатные псифитолиты: материалы Всероссийского литологического совещания. – Сыктывкар: Геопринт, 2010. – С. 45–47.
15. Разработка модели строения Озерного месторождения на основе литобифациального анализа и петрофизических исследований: отчет по договору № 207 / отв. исп. А.П. Вилесов. – Пермь, КамНИИКИГС, 2004.

References

1. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. Ostatochnaia neftenasyshchennost' i osobennosti porovogo prostranstva karbonatnykh porod [Residual oil saturation and features of the pore space of carbonate rocks]. Perm': PermNIPIneft', 2003. 240 p.
2. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh ob'ektov [Problems of naturally fractured productive layers]. Perm': Elektronnye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008. 694 p.
4. Ponomareva I.N. K obrabotke krivykh vosstanovleniia davleniia nizkoproduktivnykh skvazhin [Processing of pressure build-up curves of wells with low productivity index]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 6, pp. 78–79.
5. Cherepanov S.S., Martyshev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-embkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kolektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of reservoir properties of naturally fractured carbonate reservoirs of the Pre-Ural foredeep]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62–65.
6. Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kolektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniia plastovykh fluidov [Petrophysics: theory and practice of studying the properties of reservoir rocks and reservoir fluid movement]. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009. 868 p.
7. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, vol. 3, is. 3, pp. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA.
8. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories, houston. Texas, 1993. 200 p.
9. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovostoi porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniia kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of the fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of studied data core, hydrodynamic and geophysical well studies]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94–96.
10. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovostoi karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena-Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozerного mestorozhdeniia) [Comprehensive study of naturally fractured carbonate reservoirs by Warren-Root method using data from seismic and facial analysis (case study of Tournai-Famennian deposits of Ozerne field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1

11. Galkin V.I., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Postroenie statisticheskikh modelei otsenki koeffitsienta izvlecheniia nefiti dlia ekspluatatsionnykh ob'ektov Permskogo Prikam'ia [Building of statistical models for evaluation of oil recovery factor for the production layers of Perm Prikamie]. *Neftiannoe khoziaistvo*, 2011, no. 2, pp. 86–88.

12. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefiti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm: Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2014. 285 p.

13. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [Application of probabilistic statistical analysis for the study of facial zonation Tournai-Famennian carbonate set of the Sibirskoe field]. *Nefiannoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112–114.

14. Vilesov A.P. Raznoobrazie tipov treshchinovatosti v verkhnedevonskikh organogennykh postrroikakh Bereznikovskoi karbonatnoi platformy (Permskii kraj) [A variety of types of fracture in the upper Devonian organogenic buildings of Berezniki carbonate platform (Perm region)]. *Rtity i karbonatnye psefitoly: materialy Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia*. Syktyvkar: Geoprint, 2010, pp. 45–47.

15. Razrabotka modeli stroeniia Ozerneho mestorozhdeniia na osnove litobiofatsial'nogo analiza i petrofizicheskikh issledovaniia [Development of the structural model of Ozerne field based on litho-bio-facial analysis and petrophysical studies]: otchet po dogovoru № 207. Otvetstvennyi ispolnitel' A.P. Vilesov. Perm: KamNIIKIGS, 2004.

Об авторов

Галкин Владислав Игнатьевич (Пермь, Россия) – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Пonomарева Инна Николаевна (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: pin79@yandex.ru).

Черепанов Сергей Сергеевич (Пермь, Россия) – заместитель генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614000, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: sergej.s.cherepanov@lukoil.com).

About the authors

Vladislav I. Galkin (Perm, Russian Federation) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor at the Department of Oil and Gas Geology of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29 Komsomolsky av.; e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Inna N. Ponomareva (Perm, Russian Federation) – PhD in Engineering, assistant Professor at the Department of Oil and Gas Technologies of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, 29 Komsomolsky av.; e-mail: pin79@yandex.ru).

Sergei S. Cherepanov (Perm, Russian Federation) – Deputy Chief Executive Officer of Geology and Development at LUKOIL-PERM LLC (614000, Perm, 62 Lenina st.; e-mail: sergej.s.cherepanov@lukoil.com).

Получено 28.09.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. Development of the methodology for evaluation of possibilities to determine reservoir types based on pressure build-up curves, geological and reservoir properties of the formation (case study of famen deposits of ozerne field). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 17, pp. 32–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4