

УДК 550.8.053

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ДЕЛЕНИЯ ПОРОД НА ПРОНИЦАЕМУЮ И НЕПРОНИЦАЕМУЮ ЧАСТИ (НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВИЗЕЙСКОГО ЯРУСА СОФЬИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.В. Щербенёв

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, Россия, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а)

USE OF PROBABILISTIC AND STATISTICAL METHODS FOR SEPARATION OF ROCKS INTO PERMEABLE AND IMPERMEABLE PARTS (ON EXAMPLE OF CLASTIC DEPOSITS OF VISEAN STAGE OF SOFYINSKOE FIELD)

A.V. Shcherbenev

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (9 Geroev Khasana st., Building A, Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 30.09.2016. Принята / Accepted: 10.03.2017. Опубликовано / Published: 31.03.2017

Ключевые слова:

скважина, разделение разреза скважины, коллектор, покрывка, открытая пористость, остаточная водонасыщенность, водородосодержание, естественная радиоактивность, геофизические методы исследования, исследования ядра, визейский нефтегазоносный комплекс, линейные модели, статистическая вероятность, математическая статистика, точечная диаграмма, коэффициент Стьюдента, комплексная вероятность.

Key words:

well, separation of well section, reservoir, seal rock, open porosity, irreducible water saturation, hydrogen content, natural radioactivity, well logging methods, core studies, Visean oil and gas complex, linear models, statistical probability, mathematical statistics, scatter chart, Student's coefficient, integrated probability.

Разделение разреза на проницаемую и непроницаемую части – одна из основных задач для дальнейшего построения геологической модели, подсчета запасов и планирования разработки месторождения. Качество разделения зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки геофизических методов исследования скважин и общей геофизической характеристики района. Наиболее полная дифференциация получается при использовании комплекса геологических и геофизических методов.

В работе рассматриваются визейские отложения скважины Софьинского месторождения, пробуренной в 2014 г. В скважине с использованием геофизических исследований проведен комплекс мероприятий, рассчитаны параметры пористости по акустическому и нейтронному методам, проведены исследования ядра.

По геофизическому каротажу и результатам исследования ядра составлена выборка, использованная для построения статистических моделей. На основании статистических моделей все параметры приведены к единой системе измерения. Проведен анализ степени влияния геологических и геофизических параметров. Установлено, что по результатам исследования ядра наибольшую степень влияния имеют коэффициент пористости и остаточной водонасыщенности, а из геофизических параметров – водородосодержание и собственная радиоактивность пород.

Рассчитан комплексный вероятностный параметр, включающий в себя все определения по данным ядра и по геофизическим параметрам характеристик разреза. Результаты исследования ядра полностью учитывались для достижения наиболее высокой степени различия. Из геофизических данных практически все параметры увеличивают степень различия, кроме бокового каротажа, микроградиента, микропотенциала зондов и времени пробега P -волны по короткому зонду, которые уменьшают степень различия.

Исходя из значений комплексного параметра, имеющих максимальные различия по геологическим и геофизическим данным, построены зависимости геологических параметров от геофизических. Полученные точечные диаграммы показывают, что поля точек не пересекаются. Это подтверждает правильность проведенного разделения разреза.

Использование статистического метода позволяет наиболее полно учитывать всю имеющуюся геологическую и геофизическую информацию для разделения разреза на проницаемую и непроницаемую части.

Separation of well section into permeable and impermeable parts is one of the main problems for further construction of a geological model, reserves estimation and field development planning. Quality of separation depends on amount of knowledge about geological section, level of theoretical development of well logging methods and general geophysical characteristics of the area. The fullest differentiation is obtained by using a complex of geological and geophysical methods.

The paper is focused on Visean deposits of well of Sofyinskoe field drilled in 2014. A complex of activities was performed along with well logging. Porosity was calculated by acoustic and neutron logging. Core analysis was performed.

Using well logging and results of core analysis selection was made, used for construction of statistical models. Based on statistical models all parameters were made-up to a single measurement system. The analysis of degree of influence of geological and geophysical parameters was made. The geological analysis shows that the greatest influence belongs to porosity and residual water. The geophysical analysis shows that the greatest influence belongs to hydrogen content and own radioactivity of rocks.

A complex probabilistic parameter that includes all measurements according to core and geophysical parameters is calculated. Results of core analysis are considered fully in order to obtain a highest degree of difference. Almost all the parameters of geophysical data increase the degree of difference, except for lateral logging, microgradient and micropotential tools and transit time of P -wave for short tool, which reduces the degree of difference.

Based on values of a complex parameter that have maximum differences in geological and geophysical parameters, relationships of geological and geophysical parameters were built. Scatter charts show that fields of measured points are not intersected, which confirms a correct separation of a section.

Using a statistical method allows to consider fully available geological and geophysical data to separate a section into permeable and impermeable parts.

Щербенев Александр Владимирович – инженер 2-й категории отдела подсчета запасов (тел.: +007 342 233 64 52, e-mail: Aleksandr.Shcherbenev@pnn.lukoil.com).

Aleksandr V. Shcherbenev – 2nd category engineer of the Department of Reserves Estimation (tel.: +007 342 233 64 52, e-mail: Aleksandr.Shcherbenev@pnn.lukoil.com).

Введение

Выделение проницаемых и непроницаемых пропластков в толще пород является одной из основных задач нефтегазопромысловой геологии. Разделение толщ пород служит основой для построения геологической модели, подсчета запасов и дальнейшего планирования разработки месторождения.

Для расчленения продуктивного разреза скважины необходимо выделить слои различного литологического состава, установить последовательность их залегания и в конечном итоге выделить коллекторы и непроницаемые разделы между ними. Эти задачи решаются с помощью комплексного метода изучения разрезов. Основными в этом комплексе являются геофизические методы, применяемые в обязательном порядке в скважинах всех категорий (поисковые, разведочные, эксплуатационные и т.д.). Геофизические данные связываются с имеющимися геологическими данными описания пород (керн, шлама), с результатами испытания скважин на приток и с результатами гидродинамических исследований.

Качество разделения зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки геофизических методов исследования скважин и общей геофизической характеристики района. Интерпретация геофизических кривых наиболее достоверна в комплексе с геологическими исследованиями, при этом следует понимать, что керн в некоторых случаях не дает полного представления о положении границ раздела пластов, что связано с низким процентом его выноса и сложностями с привязкой кернового материала по глубине [1].

Объект исследования

За объект исследования принята поисково-оценочная скважина, пробуренная в 2014 г. на Северо-Ефремовском куполе Софьинского месторождения.

В административном отношении Софьинское месторождение расположено на территории Уинского, Чернушинского и Октябрьского районов Пермского края, в тектоническом приурочено к Таныпскому позднедевонскому атоллу, расположенному в северо-восточной части Башкирского свода [2].

В скважине 119 проведен комплекс геофизических исследований, включающих в себя: стандартный каротаж (А2М0.5N), боковое каротажное зондирование, микрозондирование,

боковой, микробоковой, индукционный, акустический, радиоактивный каротажи и кавернометрию.

Также в скважине с отбором керна пройдено 172,4 м пород, вынос керна составил 170,1 м (98,7 %). Определены коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и объемной плотности керна.

Выделены продуктивные пласты в верейском, верхневизейском и верхнедевонско-турнейском нефтегазоносных комплексах. Для исследования принимались результаты интерпретации ГИС и исследования кернового материала верхневизейского нефтегазоносного комплекса [3, 4].

Важно, что определение характеристик пород проводилось не только в коллекторах, выделенных по геофизическим данным, но и в неколлекторах.

Объем полученных данных и их разнообразность позволили составить базу данных с представительной выборкой.

Анализ выделения пород-коллекторов

Разделение на проницаемую и непроницаемую части проводилось по комплексу промыслово-геофизических исследований по общепринятым методикам [5], также учитывались следующие качественные признаки кривых ГИС [6–11]:

- низкие и средние показания относительно вмещающих пород на кривых радиоактивного каротажа.

- повышенные значения сопротивлений относительно вмещающих плотных и глинистых пород.

Используем критерий Стьюдента t [12–14] для анализа средних значений классов проницаемых и непроницаемых пород, полученных по результатам исследования кернового материала и по геофизическим методам (табл. 1, 2).

Из геофизических данных статистически значимыми являются все параметры, кроме бокового каротажа и значений, полученных с помощью микропотенциал-зонда. Значения параметров значительно различаются: от 0,7–0,8 по данным микроградиент-зонда до 781,9–849,2 по данным акустики.

По керновым данным статистически значимыми являются все параметры, кроме минералогической плотности. Значения параметров различаются (2,1–2,3 г/см³) по плотности образца до 68,7–904,1 мД по проницаемости породы.

Такой разброс средних значений различных параметров не позволяет проводить их количественное сравнение.

Для проверки показателей, наиболее сильно влияющих на дифференциацию пород, построены диаграммы рассеяния для данных, полученных в результате исследований кернового материала и по геофизическим параметрам (рис. 1, а, б).

Наибольшее полное разделение на проницаемые и непроницаемые породы по керновым данным наблюдается при сопоставлении параметров коэффициента пористости и остаточной водонасыщенности (см. рис. 1, а). Отсюда видно, что породы, относящиеся к коллекторам, обладают высокой пористостью

и низкой остаточной водонасыщенностью, и наоборот, породы-покрышки обладают низкой пористостью и высокой остаточной водонасыщенностью. Уравнение регрессии для проницаемых пород имеет вид

$$K_v = 214,9 - 19,8K_p + 0,5K_p^2,$$

для непроницаемых пород

$$K_v = 63,2 + 3K_p - 0,3K_p^2.$$

Анализ значений коэффициентов Z и свободных членов показывает, что они значительно различаются.

Таблица 1

Значения t -критерия Стьюдента по данным ГИС

Метод	Среднее		Значение критерия Стьюдента	Число степеней свободы	Уровень значимости	Количество наблюдений		Стандартное отклонение		Относительная дисперсия	Дисперсия
	непроницаемый	проницаемый				непроницаемый	проницаемый	непроницаемый	проницаемый		
BK	7,52	7,57	-0,04	334	0,97	147	189	15,68	5,35	8,59	0,00
BMK	4,59	11,19	-5,41	334	0,00	147	189	6,85	13,49	3,88	0,00
DTP	239,99	272,59	-10,66	334	0,00	147	189	9,43	36,12	14,67	0,00
GK	4,04	13,94	-32,82	334	0,00	147	189	1,63	3,36	4,25	0,00
IK	606,69	194,00	13,40	334	0,00	147	189	385,82	153,80	6,29	0,00
MGZ	0,84	0,71	2,61	334	0,01	147	189	0,16	0,58	12,71	0,00
MPZ	0,81	0,79	0,58	334	0,56	147	189	0,24	0,51	4,64	0,00
NKTB	4,75	2,58	17,22	334	0,00	147	189	0,83	1,33	2,55	0,00
NKTS	1,77	1,16	18,26	334	0,00	147	189	0,16	0,38	5,41	0,00
TP ₁	662,26	712,83	-9,86	334	0,00	147	189	33,61	54,66	2,65	0,00
TP ₂	781,98	849,22	-12,26	334	0,00	147	189	32,30	60,04	3,46	0,00
dGK	0,14	0,74	-32,82	334	0,00	147	189	0,10	0,20	4,26	0,00
W	21,04	32,64	-11,02	334	0,00	147	189	3,02	12,47	17,10	0,00
DS	0,22	0,24	-7,85	334	0,00	147	189	0,00	0,04	1961,62	0,00
K _{гл}	8,88	46,44	-32,82	334	0,00	147	189	6,18	12,76	4,26	0,00
K _п AK	20,48	28,34	-10,66	334	0,00	147	189	2,27	8,70	14,67	0,00

Примечание: BK – боковой каротаж, Ом·м; BMK – зонд бокового микрокаротажа, Ом·м; DTP – интервальное время пробега P -волны по базе широкополостного акустического каротажа, мкс/м; GK – интенсивность гамма-излучения по гамма-каротажу, мкР/ч; IK – индукционный каротаж, проводимость, мСм/м; MGZ – градиент-микрозонд, Ом·м; MPZ – микропотенциал-зонд, Ом·м; NKTB – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт), большой зонд, усл. ед.; NKTS – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт), малый зонд, усл. ед.; TP₁ – время пробега P -волны по короткому зонду АКШ, мкс; TP₂ – время пробега P -волны по длинному зонду АКШ, мкс; dGK – разностный параметр по ГК; W – водородосодержание, %; DS – измеренный диаметр скважины, м; K_{гл} – коэффициент глинистости, % (по ГИС); K_пAK – коэффициент пористости по АК, %. Здесь и в табл. 2, 5, 6 красным цветом показаны значения, имеющие уровень вероятности ошибки менее 5 %.

Таблица 2

Значения t -критерия Стьюдента по данным исследования керна

Метод	Среднее		Значение критерия Стьюдента	Число степеней свободы	Уровень значимости	Количество наблюдений		Стандартное отклонение		Относительная дисперсия	Дисперсия
	непроницаемый	проницаемый				непроницаемый	проницаемый	непроницаемый	проницаемый		
K _п , %	10,75	18,68	-13,08	161	0	71	92	4,6	3,2	2,1	0,0
K _{пр} , мД	68,71	904,06	-6,75	140	0	50	92	206,0	860,9	17,5	0,0
K _{во} , %	45,25	9,68	6,68	54	0	20	36	29,2	10,0	8,5	0,0
Пл ^О	2,36	2,14	10,84	161	0	71	92	0,2	0,1	3,3	0,0
Пл ^Н	2,47	2,36	7,74	161	0	71	92	0,1	0,1	6,3	0,0
Пл ^М	2,64	2,63	0,79	161	0,43	71	92	0,1	0,0	76,6	0,0

Примечание: K_п – коэффициент пористости, %; K_{пр} – коэффициент проницаемости, мД; K_{во} – коэффициент остаточной водонасыщенности, %; Пл^О – объемная плотность керна, г/см³; Пл^Н – плотность насыщенного керна, г/см³; Пл^М – минералогическая плотность керна, г/см³.

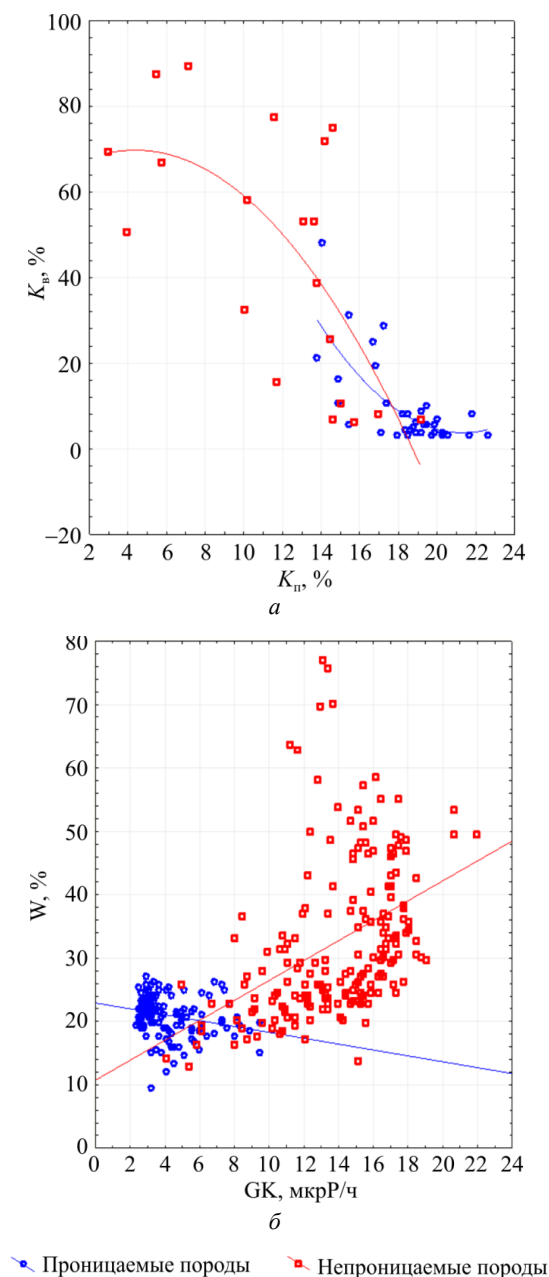


Рис. 1. Точечная диаграмма:
 а – построенная по керновым данным для K_v и K_p ;
 б – для параметров GK и W

Анализируя геофизические параметры, отметим, что наибольшая степень дифференциации наблюдается по показателям собственной радиоактивности (GK) и водородосодержанию (W) (см. рис. 1, б). Рисунок показывает, что проницаемые породы имеют низкое водородосодержание и низкие значения естественной радиоактивности, а непроницаемые породы – высокое водородосодержание и высокие показатели радиоактивности [15]. Уравнение регрессии для проницаемых пород имеет вид $W = 22,9 - 0,5GK$, для непроницаемых

$W = 10,7 + 1,6GK$. Значения коэффициентов Z и свободных членов показывают, что они значительно различаются.

Вероятностно-статистическая проверка разреза на проницаемые и непроницаемые части

Для определения качества разделения толщи пород составлена база по результатам интерпретации геофизических исследований и данным кернового материала.

Из керновых данных использовались: коэффициент пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, объемная плотность образца, плотность насыщенного керна и минералогическая плотность керна.

Из геофизических методов учитывались данные, полученные с использованием электрических, электромагнитных, радиоактивных и акустических методов исследований и измеренный диаметр скважины. Во внимание принимались и параметры, полученные в результате вычислений: двойной разностный параметр по гамма-каротажу, коэффициент глинистости и пористость, рассчитанная по акустическому и нейтронному каротажам [16–18].

Сравнение влияния показателей на разделение разреза на проницаемые и непроницаемые части затруднительно из-за различной размерности показателей, учитываемых при дифференциации пород. Для приведения показателей к единой размерности необходимо построить линейные вероятностные модели для расчленения разреза по отдельным показателям. Построенные модели должны обладать следующими свойствами:

- средние значения в группах должны находиться: для покрышек – в диапазоне значений от 0,5 до 1, для коллекторов – в диапазоне от 0 до 0,5. Граничным значением для разделения принималось значение 0,5;
- средние значения должны быть расположены симметрично относительно значения 0,5 [19–21].

По керновым данным для всех параметров, кроме минералогической плотности, удалось построить модели, разделяющие проницаемые и непроницаемые части разреза.

Модель, описывающая разделение разреза на проницаемые и непроницаемые породы по данным, полученным при исследовании пористости образцов керна, имеет обратную зависимость, что обозначает отнесение образцов с высокой пористостью к классу коллекторов; образцы, имеющие низкую пористость, относятся к классу покрышек.

Таблица 3

Модели для нормировки данных, полученных при исследовании керна

Показатель	Линейные модели вероятности принадлежности к пластам-покрышкам	Показатель	Линейные модели вероятности принадлежности к пластам-покрышкам
K_{Π}	$P(K_{\Pi}) = 0,955794 - 0,0311K_{\Pi}$	Π^0	$P(\Pi^0) = -1,178 + 0,75\Pi^0$
$K_{\Pi p}$	$P(K_{\Pi p}) = 0,544 - 0,00009K_{\Pi p}$	Π^H	$P(\Pi^H) = -0,22 + 0,3109\Pi^H$
K_B	$P(K_B) = 0,3412 + 0,0062K_B$	Π^M	Модель построить нельзя

Аналогичная ситуация и с проницаемостью: коллекторы имеют высокие значения проницаемости, а покрышки – низкие.

Модель, описывающая коэффициент водонасыщенности, имеет прямую зависимость, из чего следует, что покрышки имеют более высокую степень насыщения водой, чем коллекторы. Это связано с тем, что покрышками в терригенной части разреза являются в основном аргиллиты темно-серые, имеющие высокий объем закрытой пористости, с высокой степенью поглощения жидкости, благодаря которой и сохраняется высокая остаточная водонасыщенность.

Прямая модель распределения объемной плотности образца и плотности насыщенного керна показывает, что покрышками являются

более плотные породы, в то время как более разуплотненные являются коллекторами. Исходя из коэффициентов, полученных при построении статистических моделей плотности образца, видно, что при наполнении образца жидкостью разница в плотности между коллекторами и покрышками снижается относительно сухого образца.

И все же испытания образцов керна проводятся точечно и в основном в интервалах продуктивных пластов, поэтому для получения более полной информации привлекались данные геофизических исследований.

Аналогично с керновыми данными вероятностно-статистические модели построены и для геофизических параметров.

Таблица 4

Модели для нормировки данных, полученных по ГИС

Показатель	Линейные модели вероятности принадлежности к пластам-покрышкам	Показатель	Линейные модели вероятности принадлежности к пластам-покрышкам
BK	$P(BK) = 0,457 + 0,005BK$	NKTS	$P(NKTS) = 0,701 - 0,1369NKTS$
BMK	$P(BMK) = 0,465 + 0,004BMK$	TP ₁	$P(TP_1) = -0,194 + 0,00102TP_1$
DTP	$P(DTP) = -0,153 + 0,00259DTP$	TP ₂	$P(TP_2) = -0,215 + 0,00089TP_2$
GK	$P(GK) = 0,194 + 0,0353GK$	dGK	$P(dGK) = 0,425 + 0,17774dGK$
IK	$P(IK) = 0,769 - 0,0007IK$	W	$P(W) = 0,332 + 0,0069W$
MGZ	$P(MGZ) = 0,65 - 0,1914MGZ$	Ds	$P(Ds) = -0,23 + 3,1646Ds$
MPZ	$P(MPZ) = 0,379 + 0,1467MPZ$	$K_{гд}$	$P(K_{гд}) = 0,254 + 0,0096K_{гд}$
NKTB	$P(NKTB) = 0,589 - 0,0221NKTB$	$K_{гд}^{AK}$	$P(K_{гд}^{AK}) = 0,331 + 0,0072K_{гд}^{AK}$

Электрические методы. Методы бокового и микробокового каротажа работают одинаково для выявления проницаемых и непроницаемых пропластков: чем выше сопротивление, тем выше вероятность выделения непроницаемого прослоя.

Микроградиент- и микропотенциал-зонды работают в противофазе, т.е. при исследовании меньшего радиуса (радиус исследования микроградиент-зондом примерно равен 3,75 см) высокое сопротивление показывает наличие глинистой корки и присутствие в этом интервале коллектора. При исследовании более удаленной зоны (радиус исследования микропотенциал-зондом в 2,0–2,5 раза больше) на показания не влияет наличие глинистой корки, и с увеличением сопротивления растет вероятность прогнозирования непроницаемых пропластков в этом интервале.

Индукционный каротаж имеет обратную зависимость: при увеличении значений снижается вероятность нахождения в этом интервале непроницаемых пород.

Радиоактивные методы. Показания гамма-каротажа имеют прямую зависимость от вероятности определения непроницаемых пород. Это объясняется тем, что в основном непроницаемые пропластки связаны с наличием в них глин, которые имеют высокую естественную радиоактивность. Также это доказывается наличием обратной связи при определении вероятности прогнозирования непроницаемых пропластков по нейтронному каротажу.

Акустические методы. Наличие прямой связи при определении вероятности нахождения непроницаемых прослоев показывает, что более

плотные породы с большей долей вероятности относятся к непроницаемым, чем разуплотненные.

Диаметр скважины в коллекторах уменьшается из-за наличия глинистой корки и увеличивается вследствие промывания глинистых интервалов, что демонстрирует прямая зависимость вероятностной оценки нахождения непроницаемых пропластков от диаметра скважины.

Водородосодержание показывает, что в непроницаемых пропластках содержание водорода выше, чем в коллекторах.

Разностный параметр ГК, как и сам метод гамма-каротажа, свидетельствует о прямой зависимости нахождения непроницаемых пропластков от значений параметра.

Коэффициент глинистости подтверждает связь между наличием непроницаемых пропластков и глинистостью породы.

При определении пористости по акустическому каротажу наблюдается обратная

зависимость. Это связано с тем, что непроницаемая часть терригенного разреза состоит в основном из аргиллитов, имеющих высокий объем пустотного пространства при низком сообщающемся.

Использование вероятностно-статистических моделей позволило привести все параметры к единой системе измерения. С помощью коэффициента Стьюдента проводилась проверка правильности выбора математических моделей и анализа степени влияния каждого из параметров на выделение проницаемой и непроницаемой частей (табл. 5).

Из данных табл. 5 видно, что средние значения классов находятся в допустимых интервалах коллектора 0,0–0,5; покрышки – в интервале 0,5–1,0. Исключение составляет параметр P (ПлНас) по керновым данным, что объясняется способностью глинистых пород впитывать жидкость насыщения. Анализ степени влияния на разделение пород

Таблица 5

Проверка правильности выбора математических моделей и анализа степени влияния каждого из параметров на выделение проницаемой и непроницаемой частей

Параметр	Среднее		Значение критерия Стьюдента	Число степеней свободы	p	Количество наблюдений		Стандартное отклонение		Относительная дисперсия	p
	класс 2	класс 1				класс 2	класс 1	класс 2	класс 1		
Параметры, определенные по керну											
$P(K_{\text{пл}})$	0,63	0,37	13,17	162	0	72	92	0,14	0,10	2,12	0
$P(\text{Пл}^{\text{П}})$	0,58	0,43	8,66	162	0	72	92	0,15	0,07	5,04	0
$P(K_{\text{мп}})$	0,53	0,46	6,75	140	0	50	92	0,02	0,08	17,46	0
$P(K_{\text{в}})$	0,62	0,40	6,68	54	0	20	36	0,18	0,06	8,53	0
$P(\text{Пл}^{\text{П}})$	0,54	0,51	5,06	162	0	72	92	0,06	0,02	12,22	0
Геофизические параметры											
$P(\text{GK})$	0,66	0,34	26,83	353	0	208	147	0,14	0,06	5,82	0
$P(\text{dGK})$	0,55	0,45	26,83	353	0	208	147	0,04	0,02	5,82	0
$P(K_{\text{пл}})$	0,67	0,34	26,83	353	0	208	147	0,14	0,06	5,82	0
$P(\text{IK})$	0,64	0,34	13,90	345	0	200	147	0,10	0,27	6,68	0
$P(\text{NKTS})$	0,53	0,46	11,38	353	0	208	147	0,07	0,02	10,05	0
$P(\text{W})$	0,55	0,48	8,93	353	0	208	147	0,09	0,02	19,07	0
$P(\text{DS})$	0,53	0,46	7,38	353	0	208	147	0,12	0,00	1845,21	0
$P(\text{DTP})$	0,53	0,47	7,18	353	0	208	147	0,11	0,02	19,86	0
$P(K_{\text{пл}}^{\text{AK}})$	0,52	0,48	7,18	353	0	208	147	0,07	0,02	19,86	0
$P(\text{NKTB})$	0,52	0,48	7,17	353	0	208	147	0,06	0,02	9,22	0
$P(\text{TP}_2)$	0,52	0,48	6,43	353	0	208	147	0,08	0,03	6,96	0
$P(\text{BMK})$	0,52	0,48	6,20	353	0	208	147	0,07	0,03	6,51	0
$P(\text{TP}_1)$	0,52	0,48	5,32	353	0	208	147	0,07	0,03	4,74	0
$P(\text{MGZ})$	0,51	0,49	2,05	353	0,04	208	147	0,11	0,03	11,96	0
$P(\text{BK})$	0,50	0,49	1,50	353	0,13	208	147	0,05	0,08	2,31	0
$P(\text{MPZ})$	0,50	0,50	0,55	353	0,58	208	147	0,08	0,03	4,72	0

Примечание. Класс 1 – проницаемые горные породы; класс 2 – непроницаемые горные породы.

показал, что из геофизических параметров наибольшее влияние оказывает значение естественной радиоактивности пород, а наименьшее – показания микропотенциал-зонда. Из параметров, определяемых на керне, наибольшее влияние оказывает коэффициент пористости, а наименьшее – плотность насыщенной породы.

Используя результаты, полученные с помощью статистических моделей, приведенных

в табл. 3 и 4, вычислим условную комплексную вероятность по следующей формуле:

$$P_{\text{комп}}^m = \frac{P_1 \cdot P_2 \dots P_i}{P_1 \cdot P_2 \dots P_i + (1 - P_1)(1 - P_2) \dots (1 - P_i)},$$

где $P_1 \dots P_i$ – индивидуальные вероятности.

Для комплексного анализа построим многомерные модели при различных сочетаниях m . Первую вероятность построим при $m = 2$. При

Таблица 6

Коэффициент Стьюдента t при включении в расчет комплексной вероятности различных параметров

Параметр	$m = 2$	$m = 3$	$m = 4$	$m = 5$	$m = 6$	$m = 7$	$m = 8$	$m = 9$	$m = 10$	$m = 11$	$m = 12$	$m = 13$	$m = 14$	$m = 15$	$m = 16$
<i>Параметры, определенные по керну</i>															
$P(K_n)$	+	+	+	+											
$P(Пл^0)$	+	+	+	+											
$P(K_{np})$		+	+	+											
$P(K_p)$			+	+											
$P(Пл^H)$				+											
Среднее, класс 1	0,67	0,72	0,74	0,67											
Среднее, класс 2	0,29	0,25	0,26	0,29											
t	12,07	8,60	8,65	12,07											
p	0,33	0,01	0,03	0,33											
<i>Геофизические параметры</i>															
$P(GK)$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(dGK)$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(K_{гп})$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(İK)$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(NKTS)$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(W)$					+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(DS)$						+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(DTP)$							+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(K_{п}AK)$								+	+	+	+	+	+	+	+
$P(NKTB)$									+	+	+	+	+	+	+
$P(TP_2)$										+	+	+	+	+	+
$P(BMK)$											+	+	+	+	+
$P(TP_1)$												+	+	+	+
$P(MGZ)$													+	+	+
$P(BK)$														+	+
$P(MPZ)$															+
Среднее, класс 1	0,69	0,77	0,82	0,82	0,82	0,81	0,80	0,79	0,79	0,79	0,80	0,79	0,78	0,78	0,79
Среднее, класс 2	0,30	0,19	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,10	0,11
t	27,75	29,66	29,58	28,38	27,68	27,57	25,63	24,77	24,43	24,11	24,63	24,12	24,01	23,07	23,25
p	0,00	0,00	0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

расчетах с различным значением m используется такое сочетание, при котором средние значения в классах коллекторов и покрышек максимально различаются. Степень различия определялась по критерию Стьюдента t (табл. 3), результаты расчетов приведены в табл. 6.

По керновым данным наибольшее различие наблюдается при $m = 5$, при котором в расчете участвуют параметры пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, плотности образца и плотности насыщенного образца. Таким образом, все показатели, рассмотренные в работе, увеличивают степень дифференциации пород.

По геофизическим данным наибольшее различие наблюдается при $m = 12$, при котором в расчете участвуют практически все изучаемые параметры, кроме TP_1 , MGZ , BK и MPZ . При включении этих параметров в расчеты степень дифференциации уменьшается (см. табл. 5).

Получив значения, при которых распределение по геофизическим и геологическим

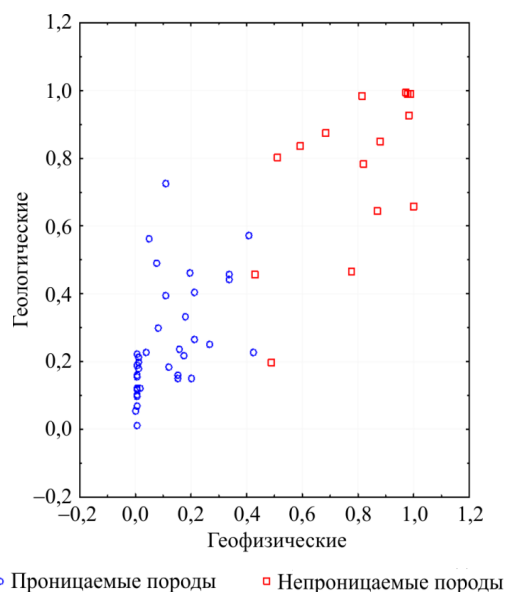


Рис. 2. Точечная диаграмма для геологических и геофизических параметров

параметрам будет максимальным, построим график распределения параметров геологии в зависимости от геофизических данных (рис. 2).

Анализ диаграммы показывает, что значения, принадлежащие к классу проницаемых пород, находятся в основном в диапазоне от 0 до 0,4 по геофизическим параметрам и в диапазоне – от 0 до 0,6 по геологическим параметрам, за исключением единичных образцов. Класс непроницаемых пород находится в пределах значений от 0,4 до 1,0 по геологическим параметрам и от 0,5 до 1,0 по геофизическим параметрам, за исключением единичных образцов. Поля точек, относящихся к различным классам, не перекрываются, что позволяет сделать вывод о действенности метода для разделения толщи на проницаемую и непроницаемую части.

Заключение

При выполнении работы обработан материал по скважине Софьинского место-

рождения. Проведен анализ методики выделения пород-коллекторов. Выявлены наиболее значимые параметры, влияющие на дифференциацию разреза. Построены линейные модели для приведения различных размерностей геофизических методов и данных исследования керна к единому знаменателю.

Проведена градация геофизических методов и геологических данных по степени влияния на расчленение разреза. Рассчитан комплексный вероятностный параметр при вовлечении различного количества переменных. Использование керновых данных увеличивает степень дифференциации пород, геофизические параметры в большинстве своем также увеличивают дифференциацию пород, однако некоторые показатели, наоборот, не позволяют разделить породы на проницаемые и непроницаемые.

Благодаря данному методу можно наиболее полно провести разделение толщи пород на проницаемую и непроницаемую части.

Библиографический список

1. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: учеб. для вузов. – М. Недра-Бизнесцентр, 2000. – 414 с.
2. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Северо-Ефремовского купола Софьинского газонефтяного месторождения Пермского края / М.А. Шадрина [и др.]; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2015.
3. Решение межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы (с региональными стратиграфическими схемами). Девонская система. Каменноугольная система. – Л., 1990. – 39 с.
4. Darling T. Well logging and formation evaluation. – Gardners Books, 2010. – 336 p.
5. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – М.–Тверь, 2003.
6. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева [и др.]. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
7. Log interpretation principles/application. – Schlumberger, Sugar Land, 1989. – 241 p.
8. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС / М.Г. Латышова [и др.]. – М.: Недра, 2007. – 327 с.
9. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин. – Екатеринбург, 2009. – 294 с.
10. Бондаренко В.М., Лумпов Е.Е., Лыхин А.А. Интерпретация геофизических данных: учеб. пособие / МГТА. – М., 1993. – 114 с.
11. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2005. – 112 с.
12. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
13. Перцев Н.В. Количественные методы анализа и обработки данных: учеб. пособие. – Омск: Изд-во Омск. гос. ун-та, 2002. – 142 с.
14. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
15. Концевин Ю.П., Шигаев Ю.Г. Геофизика: учеб. пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – Саратов: Колледж, 2001. – 162 с.
16. Михалевич И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
17. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
18. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics / AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
19. Hirsch M.W., Smale S. Differential equations. Dynamical Systems and Linear Algebra. – 1980. – 432 p.
20. Yang Xin-She. Mathematical modeling for Earth Sciences. – Dunedin Academic Press Ltd, 2008. – 310 p.
21. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.

References

1. Ivanova M.M., Cholovskii I.P., Bragin Iu.I. *Neftegazopromyslovaia geologiya* [Oil and gas field geology]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2000, 414 p.
2. Shadrina M.A. et al. *Operativnyi podschet zapasov nefti i rastvorennogo gaza Severo-Efremovskogo kupola Sof'inskogo gazoneftianogo mestorozhdeniia Permskogo kraia* [Express calculation of oil and dissolved gas reserves of North Efremov dome of Sofya gas and oil field of Perm region]. Perm': Filial OOO «LUKOIL-Inzhiniring» «PermNIPIneft» v Permi, 2015.
3. *Reshenie mezhdvdomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniia po srednemu i verkhnemu paleozoiu Russkoi platformy (s regional'nymi stratigraficheskimi skhemami). Devonskaia sistema. Kamennougol'naia sistema* [Decision of the Interagency Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform (with regional stratigraphic schemes). The Devon system. Carboniferous system]. Leningrad, 1990, 39 p.
4. Darling T. *Well logging and formation evaluation*. Gardners Books, 2010, 336 p
5. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom* [Methodological recommendations on calculation of oil and gas reserves by volumetric method]. Ed. V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Iatsenko. Moscow, Tver', 2003.
6. Vendel'shtein B.Iu., Zoloeva G.M., Tsareva N.V. et al. *Geofizicheskie metody izucheniia podschetykh parametrov pri opredelenii zapasov nefti i gaza* [Geophysical methods for studying evaluation parameters in determination of oil and gas reserves]. Moscow, Nedra, 1985, 248 p.
7. *Log interpretation principles/application*. Schlumberger. Sugar Land, 1989, 241 p.
8. Latyshova M.G. et al. *Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS* [Practical guidance on interpretation of well logging data]. Moscow, Nedra, 2007, 327 p.
9. Skovorodnikov I.G. *Geofizicheskie issledovaniia skvazhin* [Well logging]. Ekaterinburg, 2009, 294 p.
10. Bondarenko V.M., Lumpov E.E., Lykhin A.A. *Interpretatsiia geofizicheskikh dannykh* [Well logging data interpretation]. Moscow, MGGA, 1993, 114 p.
11. Koskov V.N. *Geofizicheskie issledovaniia skvazhin* [Well logging]. Perm', Permskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2005, 112 p.
12. Pomorskii Iu.L. *Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh* [Methods of statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
13. Pertsev N.V. *Kolichestvennye metody analiza i obrabotki dannykh* [Quantitative methods of analysis and data processing]. Omsk, Omskii gosudarstvennyi universitet, 2002, 142 p.
14. Davydenko A.Iu. *Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniiakh* [Probabilistic-statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
15. Kontsebin Iu.P., Shigaev Iu.G. *Geofizika* [Geophysics]. Saratov, Kolledzh, 2001, 162 p.
16. Mikhalevich I.M. *Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii)* [The application of mathematical methods in an analysis of geological information (using computer technology)]. Irkutsk, 2006, 115 p.
17. Watson G.S. *Statistic on spheres*. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
18. Yarus J.M. *Stochastic modeling and geostatistics*. Tulsa, Oklahoma, AAPG, 1994, 231 p.
19. Hirsch M.W., Smale S. *Differential equations. Dynamical systems and linear algebra*, 1980, 432 p.
20. Yang Xin-She. *Mathematical modeling for Earth Sciences*. Dunedin Academic Press Ltd, 2008, 310 p.
21. Dement'ev L.F. *Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannykh* [Statistical methods of processing and analysis of field-geological data]. Moscow, Nedra, 1966, 206 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Щербенев А.В. Использование вероятностно-статистических методов для деления пород на проницаемую и непроницаемую части (на примере терригенных отложений визейского яруса Софийского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №1. – С.14–22. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.2

Please cite this article in English as:

Shcherbenev A.V. Use of probabilistic and statistical methods for separation of rocks into permeable and impermeable parts (on example of clastic deposits of Visian stage of Sofyinskoe field). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2017, vol.16, no.1, pp.14–22. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.2