

УДК 622.276.58:519.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (НА ПРИМЕРЕ ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ)

Д.А. Кудряшова

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

USE OF PROBABILISTIC AND STATISTICAL METHODS FOR DETERMINATION OF THE SOURCES OF WATER FLOW IN CANDIDATE WELLS FOR WATER SHUT-OFF WORKS (ON EXAMPLE OF THE VISEAN RESERVOIR OF THE PERM REGION FIELD)

Darya A. Kudryashova

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

Получена / Received: 16.10.2017. Принята / Accepted: 01.02.2018. Опубликована / Published: 30.03.2018

Ключевые слова:

визейский объект, скважина, обводненность, водоизоляционные работы, источник обводнения, прорыв воды по продуктивному пласту, нагнетаемая вода, законтурная вода, *t*-критерий Стьюдента, расстояние от нижнего перфорационного объекта до водонефтяного контакта, толщина интервала водопритока, текущая плотность попутно-добываемой воды, дискриминантный анализ, лямбда Уилкса, функция классификации, апостериорная вероятность.

Key words:

Visean reservoir, well, watercut, water shut-off works, source of water inflow, water breakthrough along the productive formation, pumped water, aquifer water, Student's *t*-criterion, distance from the lower perforation object to the water-oil contact, thickness of water inflow interval, current density of water produced, discriminant analysis, Wilks' Lambda, classification function, posteriori probability.

В настоящее время проблема добычи избыточной попутно-добываемой воды стоит особенно остро по причине перехода объектов месторождений на заключительные стадии разработки. Водоизоляционные работы являются основным способом борьбы с повышенной обводненностью скважин современных месторождений. Один из важнейших этапов реализации водоизоляционных работ – подбор скважин-кандидатов и определение их источников обводнения, которые зависят от геологического строения нефтяной залежи и технического состояния скважины. К техническим причинам обводнения скважин относятся негерметичность эксплуатационной колонны и заколонная циркуляция, к геологическим причинам – подъем водонефтяного контакта к интервалу вскрытия пласта, прорыв воды по продуктивному пласту, трещины между скважинами или пластами.

В данной статье рассмотрены добывающие скважины визейского объекта одного из месторождений Пермского края с выполненными водоизоляционными работами. Скважины разделены на две группы согласно наиболее часто встречающимся источникам обводнения: прорыв по продуктивному пласту нагнетаемой или законтурной воды. Для анализа средних значений геолого-технологических параметров двух групп скважин, полученных по промысловым данным, использован *t*-критерий Стьюдента. Среди анализируемых параметров статистически значимыми являются расстояние от нижнего перфорационного отверстия до водонефтяного контакта, толщина пласта и толщина интервала водопритока.

Для определения источников обводнения 19 скважин-кандидатов визейского объекта рассматриваемого месторождения Пермского края проведен дискриминантный анализ. На основании таблицы значений апостериорных вероятностей выявлено, что из 19 скважин-кандидатов для водоизоляционных работ 4 скважины обводняются за счет прорывов нагнетаемой воды по продуктивному пласту, 4 скважины – за счет законтурной воды; 11 оставшихся скважин-кандидатов, вероятнее всего, имеют другой источник обводнения.

Today, the problem of production of surplus associated water is particularly actual because of transition of fields to the final stages of development. Water shut-off works are the main method to combat the increased water cut of wells of modern fields. One of the most important stages in water shut-off works is the selection of candidate wells and determination of their sources of water inflow which depend on the geological structure of an oil reservoir and well technical state. Technical reasons of water inflow to wells include leakage of a production string and annular circulation. Geological reasons include lift of water-oil contact to the bottom hole, breakthrough of water along the productive formation, fractures between wells or formations.

The article discusses production wells of the Visean reservoir of the Perm region field with shut-off works done. Wells are divided according to the most common sources of water inflow into two groups such as a breakthrough in the productive formation of pumped or aquifer water. To analyze the average values of geological and technological parameters of the two groups of wells obtained from the field data the Student's *t*-criterion is used. Among the analyzed parameters the distance from the lower perforation to the water-oil contact, formation thickness and thickness of the interval of water inflow are statistically significant.

To determine the sources of water inflow for 19 candidate wells of the Visean reservoir of the Perm region field a discriminant analysis is performed. Based on the table of values of a posteriori probabilities, it is revealed that 4 wells of 19 candidate wells for water shut-off works are flooded due to breakthroughs of pumped water through the productive formation, 4 wells are flooded by aquifer water. The 11 remaining candidate wells are likely to have another source of water.

Кудряшова Дарья Анатольевна – аспирант третьего курса кафедры геологии нефти и газа (тел.: +007 982 453 40 48, e-mail: kudryashovada@mail.ru).

Darya A. Kudryashova – 3rd year PhD student at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 982 453 40 48, e-mail: kudryashovada@mail.ru).

Введение

На сегодняшний день большое количество месторождений, в частности месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находятся на заключительных стадиях разработки, характеризующихся высоким процентом обводненности продукции. Аналогичные проблемы существуют у компаний-недропользователей по всему миру: из-за поступления избыточной воды в скважину невыработанные запасы оказываются не вовлеченными в разработку, что сказывается на недостижении проектного коэффициента извлечения нефти, а затраты на ее добычу, подготовку и утилизацию сильно возрастают.

Причины появления избыточной воды в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны, как и способы их устранения, однако универсальным вариантом решения является проведение водоизоляционных работ [1].

Визейский объект одного из месторождений Пермского края является перспективным для

планирования водоизоляционных работ, поскольку на него приходится значительный объем остаточных извлекаемых запасов, а средняя обводненность продукции скважин достигла 93 %. Такое значение обводненности отрицательно отражается на рентабельности добычи нефти и на выработке запасов (рис. 1).

Таким образом, для того чтобы повысить экономическую эффективность разработки визейского объекта рассматриваемого месторождения, необходимо проведение большого количества мероприятий по изоляции водопритоков. Эффект от данных мероприятий напрямую зависит от рационального выбора скважин-кандидатов и правильного определения их источника обводнения [2–7].

В данной статье показано использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов визейского объекта одного из месторождений Пермского края. Использование данных методов для решения аналогичных задач показано в работах [8–11]

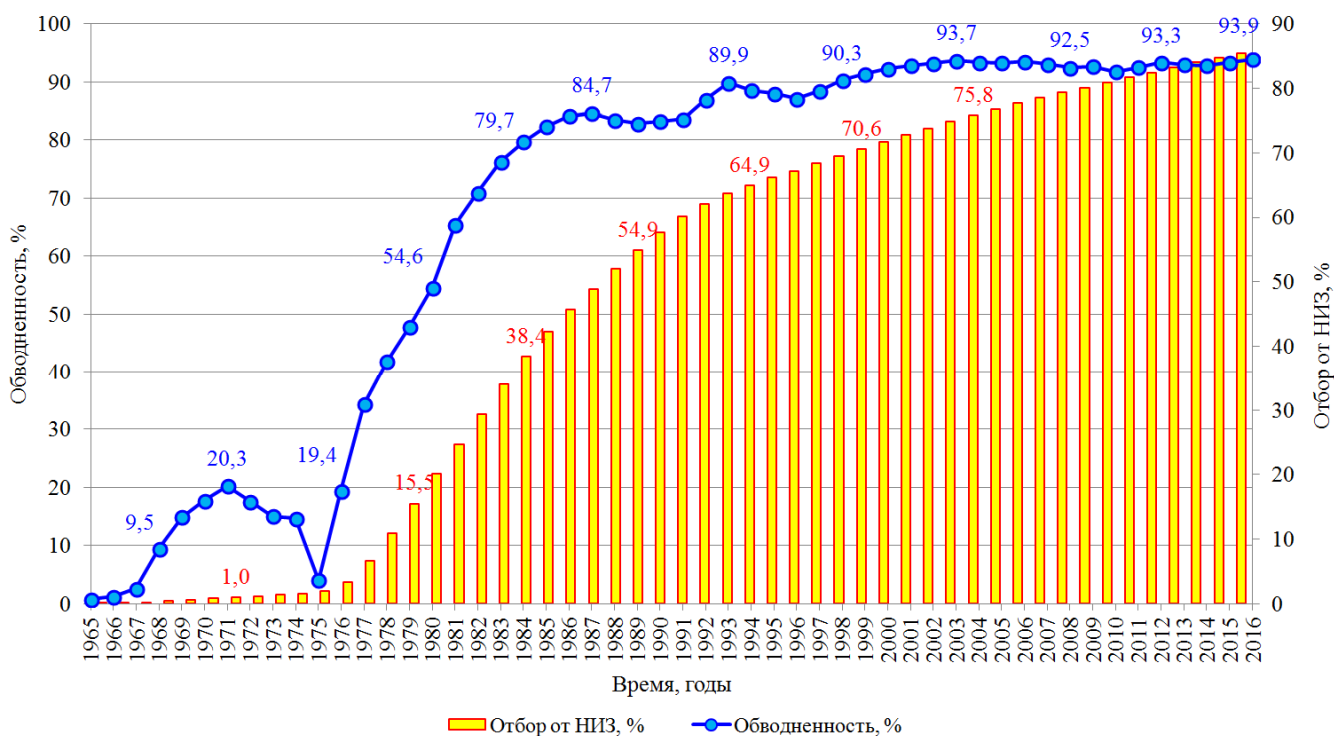


Рис. 1. Динамика обводненности и отбора от начальных извлекаемых запасов для визейского объекта месторождения Пермского края

и зачастую может быть единственно возможным по причине отсутствия соответствующих исследований скважин-кандидатов. Для проведения анализа выбраны следующие переменные: проницаемость, пористость, расчлененность, песчанистость, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, вязкость нефти, пластовое давление, мощность пласта и интервала водопритока, расстояние от нижних отверстий перфорации до водонефтяного контакта (ВНК), текущая плотность попутно-добываемой воды.

Классификация источников обводнения добывающих скважин

Источники обводнения определяются геологическим строением нефтяной залежи и техническим состоянием скважины. Неудовлетворительное техническое состояние является причиной появления в скважине чуждых вод, к которым относятся воды верхних и нижних по отношению к продуктивному пласту горизонтов, не имеющих в естественных условиях гидродинамической связи с продуктивным пластом. Поступление чуждой воды в добывающие скважины может иметь место в случаях негерметичного цементного кольца путем появления заколонной циркуляции и при негерметичных эксплуатационных колоннах в интервалах с водонасыщенными породами.

Заколонная циркуляция проявляется вследствие некачественного цементирования эксплуатационной колонны либо нарушения герметичности цементного кольца в ходе эксплуатации скважины [2, 4–6] при фильтрации по цементному камню, контактам «цемент – порода», «цемент – колонна» и постепенному разливу водопроводящих каналов под действием перепадов давления между водо- и нефтенасыщенными пластами.

Потеря герметичности эксплуатационной колонны может быть связана с коррозией труб в агрессивных средах, механическими дефектами при спуско-подъемных операциях и повреждениями при проведении технологических операций с повышенными давлениями. Данный тип обводнения является одним из наиболее распространенных на поздней стадии разработки залежей нефти (рис. 2) [2, 4–7].

Причины обводнения второй группы связаны с геологическим строением нефтяной залежи, когда избыточная вода поступает в добывающие скважины по продуктивным пластам [5]. Геологические причины обводнения скважин в процессе разработки месторождений изучались многими исследователями [2, 6, 12–16 и др.]. Выявлено, что основной причиной преждевременного обводнения добывающих скважин при неполной выработке запасов является неоднородность пластов по проницаемости.



Рис. 2. Классификация технических причин обводнения скважин



Рис. 3. Классификация геологических причин обводнения скважин

Для классификации геологических причин обводнения выделены пять базовых ситуаций поступления избыточной воды к забою добывающей скважины: подъем водонефтяного контакта к интервалу вскрытия пласта, конусообразование, прорыв воды по продуктивному пласту, трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами, трещиноватость или разломы, связывающие нефтяной и водяной пласты (рис. 3).

Анализ разделения скважин по источникам обводнения

С 2000 по 2016 г. на визейском объекте рассматриваемого месторождения на 50 добывающих скважинах проведены мероприятия по изоляции водопритоков различными составами. На основании геофизических и гидродинамических исследований скважин, с использованием химико-аналитических и графоаналитических методов до проведения водоизоляционных работ определены их источники обводнения [17–25]:

- 1) прорыв по продуктивному пласту нагнетаемой воды;
- 2) прорыв по продуктивному пласту законтурной воды;
- 3) конусообразование;
- 4) заколонная циркуляция;
- 5) негерметичность эксплуатационной колонны.

Для предварительного анализа выборки на рис. 4 представлена гистограмма распределения

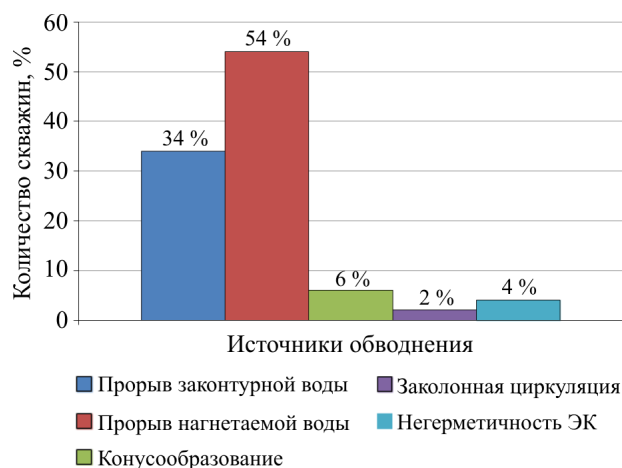


Рис. 4. Распределение источников обводнения скважин на визейском объекте месторождения Пермского края

источников обводнения добывающих скважин с проведенными водоизоляционными работами.

Максимальное количество скважин соответствует прорывам законтурных и нагнетаемых вод по продуктивному пласту: 34 и 54 % соответственно. Поскольку данные группы скважин составляют статистически значимые выборки, принято решение использовать для дальнейшего анализа:

- группу скважин 1 – прорыв нагнетаемой воды;
- группу скважин 2 – прорыв законтурной воды.

Для анализа средних значений независимых переменных двух групп источников обводнения скважин использован *t*-критерий Стьюдента [26–28] (табл. 1).

Таблица 1

Значения t -критерия Стьюдента для геолого-технологических параметров

Параметр	Среднее		Значение критерия Стьюдента Уровень значимости	Количество наблюдений		Стандартное отклонение	
	группа 1	группа 2		группа 1	группа 2	группа 1	группа 2
Толщина интервала водопритока, м	13,45	9,91	$\frac{2,62}{0,01}$	27	17	5,13	2,67
Проницаемость, мкм ²	286,22	285,09	$\frac{0,02}{0,99}$	27	17	227,61	245,67
Пористость, %	19,03	17,88	$\frac{1,07}{0,29}$	27	17	3,29	3,76
Расчлененность, ед.	5,37	5,59	$\frac{-0,23}{0,82}$	27	17	2,29	3,97
Песчанистость, доли ед.	0,35	0,31	$\frac{1,39}{0,17}$	27	17	0,09	0,09
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	13,23	12,34	$\frac{0,53}{0,60}$	27	17	5,10	5,87
Текущее пластовое давление, МПа	13,33	13,09	$\frac{0,58}{0,56}$	27	17	1,56	0,88
Толщина пласта, м	29,00	9,19	$\frac{6,00}{0,00}$	27	17	13,41	2,41
Текущая плотность воды, г/см ³	1,07	1,11	$\frac{-0,87}{0,39}$	27	17	0,21	0,02
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	37,12	40,39	$\frac{-1,19}{0,24}$	27	17	0,26	14,34
Расстояние от нижнего перфорационного отверстия до ВНК, м	24,29	13,41	$\frac{3,19}{0,00}$	27	17	12,72	7,44

Примечание: красным шрифтом обозначены статистически значимые параметры.

Среди анализируемых параметров статистически значимыми являются расстояние от нижнего перфорационного отверстия до ВНК, толщина пласта и толщина интервала водопритока. Следовательно, добывающие скважины, обводнение которых происходит по причине прорыва к забою законтурных вод, характеризуются меньшим значением расстояния от нижнего перфорационного отверстия до ВНК, толщин пласта и интервала водопритока. Разность между начальной и текущей плотностью воды, напротив, не является статистически значимым параметром, поскольку на исследуемом объекте заводнение осуществляется подтоварной водой.

Дискриминантный анализ источников обводнения

Дискриминантный анализ является одним из наиболее широко используемых в статистике

многомерных методов. Его цель состоит в том, чтобы на основе измерения различных характеристик объекта классифицировать его – отнести к одной из нескольких заданных групп некоторым оптимальным образом [29].

На визейском объекте месторождения Пермского края выявлены два наиболее часто встречающихся источника обводнения: прорыв нагнетаемой воды и прорыв законтурной воды, которые объединены в группы скважин 1 и 2 соответственно. Группу 3 составляют 19 скважин-кандидатов, подобранных для проведения водоизоляционных работ. В данном случае применение дискриминантного анализа позволит отнести каждую скважину-кандидата к одному из двух определенных источников обводнения, что в дальнейшем будет способствовать эффективному выбору водоизоляционной технологии [12, 30].

Таблица 2

Итоговая таблица анализа данных

Параметр	Лямбда Уилкса	Частная лямбда	Толерантность
Толщина интервала водопритока, м	0,32	0,99	0,72
Проницаемость, мкм ²	0,34	0,93	0,90
Пористость, %	0,34	0,92	0,72
Расчлененность, ед	0,33	0,95	0,37
Песчанистость, доли ед.	0,32	0,97	0,21
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0,33	0,96	0,16
Текущее пластовое давление, МПа	0,32	0,97	0,84
Толщина пласта, м	0,49	0,65	0,75
Текущая плотность воды, г/см ³	0,33	0,95	0,84
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,88	0,57
Расстояние от нижнего перфорационного отверстия до ВНК, м	0,42	0,75	0,78

В данной работе дискриминантный анализ проведен с использованием модуля Discriminant Analysis программы Statistica 10. Модели, реализованные в модуле, являются линейными, а функции классификации и дискриминантные функции – линейными комбинациями наблюдаемых величин [29].

При проведении дискриминантного анализа получены следующие результаты: значение лямбды Уилкса составляет 0,31; приближенное значение F -статистики с числом степеней свободы 22 и 94 составляет 3,32; p -уровень значимости F -критерия – менее 0,00001 (табл. 2).

В первом столбце табл. 2 приведены значения лямбды Уилкса, являющиеся результатом исключения соответствующей переменной из модели [29]. Максимальные значения лямбды Уилкса приурочены к параметрам «толщина пласта» и «расстояние от нижнего перфорационного отверстия до ВНК», следовательно, присутствие данных переменных в процедуре дискриминации наиболее желательно.

Значения частной лямбды во втором столбце табл. 2 есть отношение лямбды Уилкса после добавления соответствующей переменной к лямбде Уилкса до добавления этой переменной. Частная лямбда характеризует единичный вклад соответствующей переменной в разделительную силу модели [29]. Минимальные значения частной лямбды также приурочены к параметрам

«толщина пласта» и «расстояние от нижнего перфорационного отверстия до ВНК», что свидетельствует об их наибольшем вкладе в общую дискриминацию.

Толерантность определяется как $(R^2 - 1)$, где R^2 – это коэффициент множественной корреляции данной переменной со всеми другими переменными в модели. Как видно из табл. 2, все переменные с большими значениями толерантности от 0,15 до 0,84 успешно включены в модель.

Для получения дальнейших результатов о дискриминации групп скважин с различными источниками обводнения проведен канонический анализ. По данным, характеризующим геологический разрез исследуемых скважин, свойства добываемых флюидов, конструктивные особенности и эксплуатацию скважин, построены следующие линейные дискриминантные функции.

Функции классификации для групп 1, 2 имеют следующий вид:

$$Z_1 (\text{прорыв нагнетаемой воды}) = 0,577 \cdot H_{\text{в}} - 0,001 \cdot K_{\text{пр}} + 3,285 \cdot K_{\text{п}} - 0,329 \cdot K_{\text{расч}} + 85,731 \cdot K_{\text{песч}} - 1,456 \cdot H_{\text{н.н}} + 5,682 \cdot P_{\text{пл}} + 0,572 \cdot H_{\text{п}} + 56,784 \cdot \rho_{\text{ж}} + 0,859 \cdot \mu_{\text{н}} + 0,383 \cdot H_{\text{внк}} - 137,88;$$

$$Z_2 (\text{прорыв закачиваемой воды}) = 0,559 \cdot H_{\text{в}} - 0,001 \cdot K_{\text{пр}} + 3,303 \cdot K_{\text{п}} - 0,227 \cdot K_{\text{расч}} + 72,739 \cdot K_{\text{песч}} - 1,262 \cdot H_{\text{н.н}} + 5,35 \cdot P_{\text{пл}} + 0,373 \cdot H_{\text{п}} + 58,464 \cdot \rho_{\text{ж}} + 0,698 \cdot \mu_{\text{н}} + 0,252 \cdot H_{\text{внк}} - 117,053.$$

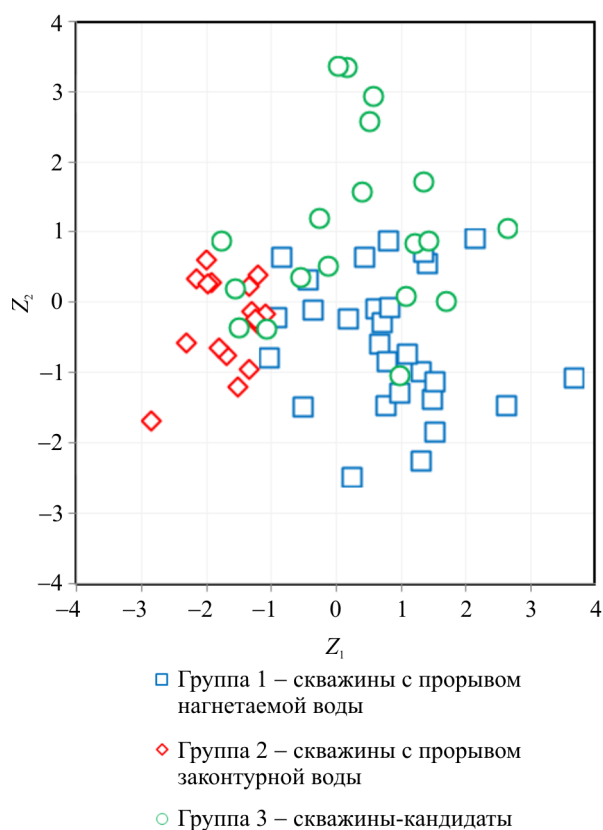


Рис. 5. Диаграмма рассеяния канонических значений для пар значений дискриминантных функций 1 и 2

При этом H_b – толщина интервала водопритока, м; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, мкм²; K_p – коэффициент пористости, доли ед.; $K_{расч}$ – коэффициент расчлененности, ед.; $K_{песч}$ – коэффициент песчаности, доли ед.; $H_{н.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; H_p – толщина пласта, м; $\rho_{ж}$ – плотность попутно-добываемой воды, г/см³; μ_n – вязкость нефти, мПа·с; $H_{внк}$ – расстояние от нижнего перфорационного отверстия до ВНК, м. В скважинах-кандидатах за толщину интервала водопритока принята мощность интервала перфорации.

По данным функциям вычислены значения Z_1 и Z_2 , которые для групп скважин с различными источниками обводнения приведены на рис. 5.

Из рис. 5 видно, что значения Z_1 и Z_2 достаточно хорошо разделяются в пределах изучаемых групп скважин 1 и 2.

Таблица 3

Значения апостериорных вероятностей

№ скважины-кандидата	Группа скважин 1. Источник обводнения – прорыв нагнетаемой воды	Группа скважин 2. Источник обводнения – прорыв законтурной воды
2116	0,031401	0,004083
1122	0,433929	0,005930
1131	0,790184	0,002493
1177	0,018527	0,002342
2118	0,536394	0,000225
2133	0,132852	0,016871
352	0,007677	0,002995
1006	0,291668	0,273645
328	0,007108	0,003815
398	0,153802	0,089836
411	0,169116	0,002178
637	0,924416	0,012653
680	0,227218	0,637236
1005	0,070747	0,792262
1032	0,348190	0,120381
1104	0,700988	0,010679
1120	0,102971	0,818458
1141	0,453209	0,003616
1181	0,033595	0,750752

Примечание: красным шрифтом обозначены значения апостериорных вероятностей больше 0,5.

В заключении дискриминантного анализа получена таблица значений апостериорных вероятностей, т.е. принадлежности источника обводнения скважин-кандидатов к одной из двух групп (табл. 3).

Выявлено, что из 19 скважин-кандидатов для водоизоляционных работ 4 обводняются за счет прорывов нагнетаемой воды по продуктивному пласту, 4 скважины – за счет законтурной воды, 11 оставшихся скважин-кандидатов, вероятнее всего, имеют другой источник обводнения.

Выводы

1. Рассмотрены источники обводнения скважин визейского объекта одного из месторождений Пермского края. Максимальное количество скважин приурочено к двум источникам обводнения: прорыв по продуктивному пласту нагнетаемой (группа 1) или законтурной (группа 2) воды.

2. Для анализа средних значений геолого-технологических параметров двух групп скважин, полученных по промысловым данным, использован t -критерий Стьюдента. Выявлено, что добывающие скважины, обводнение которых происходит по причине прорыва к забою законтурных вод, характеризуются меньшим значением

расстояния от нижнего перфорационного отверстия до ВНК, толщин пласта и интервала водопритока.

3. Проведен дискриминантный анализ, позволивший определить вероятности отнесения каждой из 19 скважин-кандидатов к 1-й и 2-й группам скважин с различными источниками обводнения.

Библиографический список

1. Кудряшова Д.А. Совершенствование алгоритма подбора скважин-кандидатов для работ по ограничению водопритока с применением методик идентификации источников обводнения // Сборник работ победителей XXI Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса / Министерство энергетики Российской Федерации, Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «Интеграция». – М., 2014. – С. 24–255.

2. Диагностика и ограничение водопритоков / Б. Бейли [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – № 1. – С. 44–67.

3. Elphick J., Seright R. A Classification of water problem types // The Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification "Water and Gas Shutoff". – Houston; Texas, 1997. – 126 p.

4. Daneshy A.A. Selection and execution criteria for water control treatments // Paper SPE 98059. SPE Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, 2006. DOI: 10.2118/98059-MS.

5. Water/gas shut-off candidates selection / A.H. Kabir, M.A. Bakar, M.A. Salim, M. Othman, A. Yunus // Paper SPE 54357 presented at the 1999 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 20–22 April, 1999. DOI: 10.2118/54357-MS

6. Water control [Электронный ресурс] / B. Bailey, J. Elphick, F. Kuchuk, L. Roodhart // Oilfield Review. – 2000. – P. 30–51. – URL: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors00/spr00/p30_51.pdf (дата обращения: 14.09.2017).

7. Спарлинг Д.Д., Хаген Р.У. Контроль и регулирование добычи воды при разработке месторождений // Нефть, газ и нефтехимия. – 1984. – № 3. – С. 12–17.

8. Разработка статистической модели прогноза эффективности проппантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карботатного нефтегазоносного комплекса / В.И. Галкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 48–54.

9. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геологоразведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 7–15.

10. Сафин Д.К. Методика вероятностно-статистической оценки коэффициента извлечения нефти из залежей на различных стадиях их изученности // Нефть и газ. – 2001. – № 4. – С. 63–66.

11. Щербенев А.В. Использование вероятностно-статистических методов для деления

пород на проницаемую и непроницаемую части (на примере терригенных отложений визейского яруса Софьинского 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

12. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 285 с.

13. Muscat M. Physical principles of oil production. – NY.: McGraw-Hill Book Co, 1949. – 142 p.

14. Телков А.П., Стклянин Ю.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 163 с.

15. Сазонов Б.Ф. Некоторые закономерности обводнения нефтяных пластов. – М.: ГосНТИ химической литературы, 1960. – 355 с.

16. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. – 397 с.

17. Gringarten Alain C. Well test analysis in practice // The Way Ahead. – 2012. – Vol. 08, iss. 02. – P. 10–14. DOI: 10.2118/0212-010-TWA

18. Lee J. Well testing. – SPE, Richardson, TX, Eleventh Printing, 2002. – 159 p.

19. Joseph J.A., Koederitz L.F. Unsteady-state spherical flow with storage and skin // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, iss. 06. DOI: 10.2118/12950-PA

20. Anisur Rahman N.M., Bin Akresh S.A., Al-Thawad F.M. Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from transient-pressure tests // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28–30 September, Houston, Texas, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS

21. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Kokurina V.V. Well-test interpretation in case of behind-the-casing crossflow // SPE Russian Oil and Gas Technical

Conference and Exhibition, 28–30 October, Moscow, 2008. DOI: 10.2118/115323-MS

22. Chan K.S. Water control diagnostic plots. Paper SPE 30755 // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22–25 October, Dallas, Texas, 1995. – P. 755–763. DOI: 10.2118/30775-MS

23. God Egbe, Dulu Appah. Water coning diagnosis using special analysis // 29th Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 1–3 August, Abuja, Nigeria, 2005. DOI: 10.2118/98816-MS

24. Analysis and interpretation of the water-oil ratio in waterfloods / C. Yortsos Yannis, Choi Youngmin, Yang Zhengming, C. Shah. Piyush // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October, San Antonio, Texas, 1997. – P. 413–434. DOI: 10.2118/38869-MS

25. Current water-control treatment designs / J.A. Dahl, P.D. Nguyen, E.D. Dalrymple, A.B. Rahimi // European Petroleum Conference, 16–18 November, Cannes, 1992. DOI: 10.2118/25029-MS

26. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.

27. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman-Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two // Journal of the American Statistical Association. – 1993. – Vol. 88, № 424. – P. 1242–1249. DOI: 10.2307/2291263.

28. Перцев. Н.В. Количественные методы анализа и обработки данных: учеб. пособие. – Омск: Изд-во Омск. гос. ун-та, 2002. – 142 с.

29. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / И.И. Клещенко [и др.]. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 386 с.

30. Михалевич И.М., Примина С.П. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерной информации). – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2006. – 115 с.

References

1. Kudriashova D.A. Sovershenstvovanie algoritma podbora skvazhin-kandidatov dlia rabot po ogranicheniiu vodopritoka s primeneniem metodik identifikatsii istochnikov obvodneniia [Improvement of the algorithm for selection of candidate wells for works on water shut-off using methods of identification of water sources]. *Sbornik rabot pobeditelei XXI Konkursa na luchshuiu molodezhnuiu nauchno-tekhnicheskuiu razrabotku po problemam toplivno-energeticheskogo kompleksa*. Moscow, 2014, pp.249-255.
2. Beili B. et al. Diagnostika i ogranichenie vodopritokov [Diagnosis and water shut-off]. *Neftegazovoe obozrenie*, 2001, pp.44-67.
3. Elphick J., Seright R. A classification of water problem types. *The Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification "Water and Gas Shutoff"*. Houston, 1997, 126 p.
4. Daneshy A.A. Selection and execution criteria for water CONTROL treatments. *Paper SPE 98059. SPE Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, 2006. DOI: 10.2118/98059-MS
5. Kabir A.H., Bakar M.A., Salim M.A., Othman M., Yunos A. Water/gas shut-off candidates selection. *Paper SPE 54357 presented at the 1999 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, Indonesia, 20-22 April, 1999. DOI: 10.2118/54357-MS
6. Bailey B., Elphick J., Kuchuk F., Roodhart L. Water control. *Oilfield Review*, 2000, pp.30-51, available at: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors00/spr00/p30_51.pdf (accessed 14 September 2017).
7. Sparling D.D., Khagen R.U. Kontrol' i regulirovanie dobychi vody pri razrabotke mestorozhdenii [Control and regulation of water production in field development]. *Neft', gaz i neftekhimiia*, 1984, no.3, pp.12-17.
8. Galkin V.I. et al. Razrabotka statisticheskoi modeli prognoza effektivnosti proppantnogo GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliam dlia vereiskogo karboyatnogo 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]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovyykh mestorozhdenii*, 2017, no.3, pp.48-54.
9. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Determination of potentially oil bearing areas by behavioristical method by the example of Perm region (krai). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, no.4, pp.7-15.
10. Safin D.K. Metodika veroiatnostno-statisticheskoi otsenki koeffitsienta izvlecheniia nefti iz zalezhei na razlichnykh stadiakh ikh izuchennosti [The method of the probabilistic and statistical estimation of the oil recovery factor from deposits at various stages of their study]. *Neft' i gaz*, 2001, pp.63-66.
11. Shcherbenev A.V. 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). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.1, pp.14-22. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.2
12. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdenii na osnove ogranicheniia dvizheniia vod v plastakh [Increase in efficiency of field development on the basis of water shut-off in formations]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 1999, 285 p.
13. Muscat M. Physical principles of oil production. NY, McGraw-Hill Book Co, 1949, 142 p.
14. Telkov A.P., Stklianin Iu.P. Obrazovanie konusov vody pri dobyche nefti i gaza [Formation of water cones in oil and gas production]. Moscow, Nedra, 1965, 163 p.

15. Sazonov B.F. Nekotorye zakonomernosti obvodneniia neflianykh plastov [Some laws of water inflow of oil formations]. Moscow, Gosudarstvennyi nauchno-tekhnicheskii institut khimicheskoi literatury, 1960, 355 p.
16. Charnyi I.A. Podzemnaia gidrogazodinamika [Underground Hydro and Gas Dynamics]. Moscow, Gosudarstvennoe nauchno-tekhnicheskoe izdatel'stvo neflianoi i gorno-toplivnoi literatury, 1963, 397 p.
17. Gringarten Alain C. Well test analysis in practice. *The Way Ahead*, 2012, vol.08, iss.02, pp.10-14. DOI: 10.2118/0212-010-TWA
18. Lee J. Well testing. SPE, Richardson, TX, Eleventh Printing, 2002, 159 p.
19. Joseph J.A., Koederitz L.F. Unsteady-state spherical flow with storage and skin. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985, vol.25, iss.06. DOI: 10.2118/12950-PA
20. Anisur Rahman N.M., Bin Akresh S.A., Al-Thawad F.M. Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from transient-pressure tests. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 28-30 September, Houston, Texas, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS
21. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Kokurina V.V. Well-test interpretation in case of behind-the-casing crossflow. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, 28-30 October, Moscow, 2008. DOI: 10.2118/115323-MS
22. Chan K.S. Water control diagnostic plots. *Paper SPE 30755. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 22-25 October, Dallas, Texas, 1995, pp.755-763. DOI: 10.2118/30775-MS
23. God Egbe, Dulu Appah. Water coning diagnosis using special analysis. *29th Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 1-3 August, Abuja, Nigeria, 2005. DOI: 10.2118/98816-MS
24. Yannis C. Yortsos, Youngmin Choi, Zhengming Yang, Piyush C. Shah. Analysis and interpretation of the water-oil ratio in waterfloods. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5-8 October, San Antonio, Texas, 1997, pp.413-434. DOI: 10.2118/38869-MS
25. Dahl J.A., Nguyen P.D., Dalrymple E.D., Rahimi A.B. Current water-control treatment designs. *European Petroleum Conference*, 16-18 November, Cannes, 1992. DOI: 10.2118/25029-MS
26. Pomorskiy Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods of statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
27. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman-Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two. *Journal of the American Statistical Association*, 1993, vol.88, no.424, pp.1242-1249. DOI: 10.2307/2291263.
28. Pertsev. N.V. Kolichestvennye metody analiza i obrabotki dannykh [Quantitative methods of analysis and data processing]. Omsk, Izdatel'stvo Omskogo gosudarstvennogo universiteta, 2002, 142 c.
29. Kleshchenko I.I. et al. Teoriia i praktika remontno-izoliatsionnykh rabot v neflianykh i gazovykh skvazhinakh [Theory and practice of repair and shut-off works in oil and gas wells]. Tiumen', Ekspres, 2011, 386 p.
30. Mikhalevich I.M., Primina S.P. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternoii informatsii) [Application of mathematical methods in analysis of geological information (using computer information)]. Irkutsk, Izdatel'stvo Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta, 2006, 115 p.

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кудряшова Д.А. Использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов для водоизоляционных работ (на примере визейского объекта месторождения Пермского края) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №1. – С.26–36. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.3

Please cite this article in English as:

Kudryashova D.A. Use of probabilistic and statistical methods for determination of the sources of water flow in candidate wells for water shut-off works (on example of the Visean reservoir of the Perm region field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.1, pp.26-36. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.3