

УДК 622.553

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021

**Разработка статистических моделей для прогноза поглощений по характеристикам разрывных нарушений****В.И. Галкин¹, Д.В. Резвукина²**¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)**Development of Statistical Models for Predicting Losses based on the Characteristics of Discontinuities****Vladislav I. Galkin¹, Daria V. Rezvukhina²**¹Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)²PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 30.01.2021. Принята / Accepted: 30.04.2021. Опубликовано / Published: 01.07.2021

Ключевые слова:разрывные нарушения, поглощение, буровые работы, коллекторы нефти и газа, расстояние до разлома, сейсморазведка, тектоническое строение, статистический анализ, вероятность поглощения, статистические критерии, *t*-критерий Стьюдента, вероятностно-статистическая модель, прогноз поглощений, Усинское месторождение, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.**Keywords:**faults, losses, drilling operations, oil and gas reservoirs, distance to the fault, seismic exploration, tectonic structure, statistical analysis, loss probability, statistical criteria, Student's *t*-test, probabilistic-statistical model, loss forecast, Uinskoye field, Timan-Pechora oil and gas province.

Разработан способ прогнозирования поглощений по площади залежи для минимизации рисков аварий и газонефтеводопроявлений для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Кроме того, осуществлен анализ влияния разрывных нарушений на количество поглощений в скважинах во время бурения.

По результатам проведенного анализа результатов бурения более 250 скважин выявлено, что значительной проблемой при бурении явилось поглощение бурового раствора. Данное осложнение обнаруживается в 46 % пробуренных скважинах. Интенсивность изучаемых поглощений находится в широком диапазоне: от незначительных поглощений до сильных, с полной потерей циркуляции бурового раствора. Разломы, выделенные как по данным бурения скважин, так и по данным сейсморазведки, характеризуются различным количеством скважин с поглощениями и без таковых.

При помощи совместного использования различных статистических методов получены индивидуальные и комплексные модели прогноза поглощений в скважинах в зависимости от расстояния от разлома.

С помощью многоуровневого вероятностно-статистического моделирования выполнено исследование влияния разломов на поглощения: первоначально по данным всех скважин, независимо от методов выделения разломов, – модели первого уровня; по способу выделения разломов (бурение/сейсморазведка) – модели второго уровня; по данным отдельных разломов – модели третьего уровня. На четвертом уровне строится комплексная модель, которая учитывает результаты расчетов, полученные на предыдущих уровнях статистического моделирования.

Установлено наличие прямых и обратных зависимостей вероятности поглощений от кратчайшего расстояния до разлома.

С использованием линейного дискриминантного анализа проведена проверка результатов прогноза вероятности поглощений.

A method for predicting losses over the area of the deposit to minimize the risks of accidents and gas and oil and water showings for the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field was developed. In addition, the analysis of the influence of faults on the number of losses in wells during drilling was carried out.

Based on the more than 250 wells drilling analysis, it was revealed that a significant problem during drilling was the loss of drilling fluid. This complication was found in 46% of drilled wells. The intensity of the studied losses was in a wide range: from insignificant losses to strong ones, with a complete loss of mud circulation. The faults identified both from well drilling data and from seismic data were characterized by a different number of wells with and without losses.

Using the combination of various statistical methods, individual and complex models for predicting losses in wells depending on the distance from the fault were obtained.

Using multilevel probabilistic-statistical modeling, the study of the influence of faults on losses was carried out: initially, based on the data of all wells, regardless of the methods for identifying faults - the first-level model; by the method of identifying faults (drilling / seismic exploration) - second-level models; according to the data of individual faults - the model of the third level. At the fourth level, a complex model was built, which takes into account the calculation results obtained at the previous levels of statistical modeling.

The presence of direct and inverse dependences of the absorption probability from the shortest distance to the fault was established.

Using linear discriminant analysis, the results of predicting the probability of absorption were checked.

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

Резвукина Дарья Валерьевна* – начальник отдела мониторинга геологического строения Управления подсчета запасов Тимано-Печорского региона (тел.: +007 902 837 83 33, e-mail: Darja.Rezvukhina@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

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

Daria V. Rezvukhina* – Head of the Division of Geological Structure Monitoring of the Department of the Timan-Pechora Region Reserve Calculation (tel.: +007 902 837 83 33, e-mail: Darja.Rezvukhina@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Галкин В.И., Резвукина Д.В. Разработка статистических моделей для прогноза поглощений по характеристикам разрывных нарушений // Недропользование. – 2021. – Т.21, №3. – С.102–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Rezvukhina D.V. Development of Statistical Models for Predicting Losses based on the Characteristics of Discontinuities. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.3, pp.102-108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1

Введение

Для большинства месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции наличие разрывных нарушений (разломов) значительно усложняет геологическое строение месторождений. Наличие неоднородности геологического строения и интенсивной разрывной тектоники приводят к ряду сложностей при поисках, разведке и разработке залежей нефти и газа. Одним из таких явлений является поглощение бурового раствора во время бурения скважин, что увеличивает срок строительства скважин и в неблагоприятных случаях может привести к газонефтеводопроявлениям (ГНВП).

Поэтому с целью минимизации рисков аварий и ГНВП необходимо разработать способ прогнозирования данных явлений по площади залежи (месторождения).

В районах широкого развития разрывных нарушений, как правило, имеется специфичная трещиноватость горных пород [1–5], присутствует сложное напряженно-деформируемое состояние горных пород, могут определяться различные катагенетические преобразования пород коллекторов нефти и газа. Данные факторы могут значительно осложнить буровые работы [6–8]. Эти процессы охватывают не только область развития плоскости самого разрывного нарушения, но и достаточно большую область вокруг него. Поэтому представляет значительный интерес анализ поглощений и тектонического строения месторождения.

Несмотря на то что поглощения могут быть связаны с технологическими параметрами бурения (нарушение режимов бурения, плотности и реологических свойств бурового раствора и т.д.), геологические причины (очень высокая кавернозность, трещиноватость, аномально низкие пластовые давления, резкие изменения ФЕС и т.д.) являются физической основой, запускающей сам процесс поглощения.

Для предотвращения поглощений обычно требуется применение регулирования плотности и реологических свойств бурового раствора, скорости и давления промывки, добавления специальных наполнителей (твердых частиц различных форм и размеров) и др. [9–12]. Применение данных способов приводит к усложнению буровых работ [13] и удорожанию стоимости бурения и растягивает сроки бурения скважин. А в случае отсутствия в проекте бурения данных рисков – к тяжелым авариям и, возможно, к ГНВП.

Вопросы обобщения, изучения поглощений при бурении находят отражение в работах [14–22], ориентированных на данные Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [23, 24]. Для их прогнозирования применяют методы анализа геологического строения при помощи 3D-геологической модели [25], анализа и использования данных ГИС (в том числе и во время бурения) [26], использования 3D-данных сейсморазведки [27] или различных методов прогноза поглощений, основанных на нейросетях и деревьях решений [28, 29]. Также есть ряд работ, основанных на геомеханике и численном моделировании и процессах поглощения и развития трещин [30–34].

Отложения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции характеризуются широким развитием тектонических нарушений [35].

В настоящее время для Усинского месторождения накоплен значительный объем информации, связанной с наличием разломов и поглощений в пределах месторождения. В данном исследовании использованы данные о конфигурации разрывных нарушений для оценки их влияния на поглощения в скважинах Усинского месторождения, для определения интервала (залежи) нижнепермско-каменноугольных карбонатных отложений.

В каменноугольно-нижнепермское время осадконакопление в пределах региона происходило в обстановке мелководного шельфа с преобладающей карбонатной, реже глинисто-карбонатной и сульфатно-карбонатной (для серпуховского времени) седиментацией.

Отложения характеризуются крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами, что обусловлено как фациальной изменчивостью, так и значительным вкладом вторичных преобразований. Кроме того, важным фактором является тектоническая активность района, способствующая

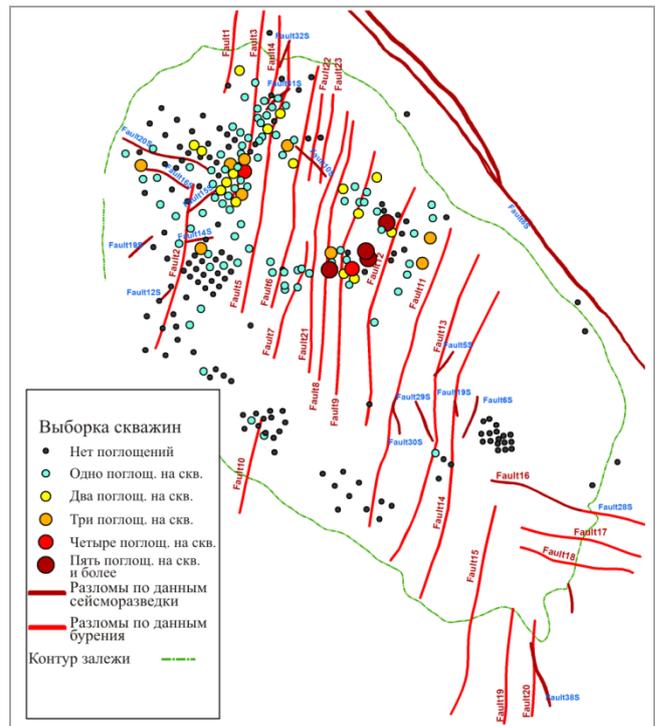


Рис. 1. Схема расположения скважин

процессам карстообразования в карбонатных отложениях пермокарбонатной залежи.

Рассмотрены результаты бурения скважин с 2016 по 2020 г. (254 скважины) пермокарбонатной залежи. Бурение скважин осуществлялось преимущественно в центральной и северо-западной части залежи.

На рис. 1 представлено расположение и количество поглощений при бурении скважин.

За данный период значительной проблемой при бурении скважин явилось поглощение бурового раствора. Данное осложнение обнаруживается в 46 % пробуренных скважин. При этом интенсивность поглощений изменяется в широких пределах – от первых кубических метров за час до катастрофических поглощений с полной потерей циркуляции. При этом катастрофические поглощения наблюдались более чем в половине всех случаев.

Если говорить о стратиграфической приуроченности поглощений, то 50 % приходится на среднекаменноугольные отложения C_2 (из них в 55 % случаев – это катастрофические поглощения), 23 % – на верхнекаменноугольные отложения C_3 (из них в 62 % – это катастрофические поглощения) и 27 % – на нижнепермские отложения P_1 (из них 49 % – катастрофические поглощения).

Разломы могут быть подтверждены: по данным бурения при прохождении скважины через плоскость разрывного нарушения, по данным стратиграфических исследований в скважинах (по резкому различию абсолютных отметок при корреляции разрезов скважин), по данным сейсморазведки (выделение областей разрывных нарушений на основании атрибутивных данных сейсморазведки).

Необходимо отметить, что разломы, выделенные как по данным бурения скважин, так и по данным сейсморазведки, характеризуются различным количеством скважин с поглощениями и без таковых, что хорошо иллюстрируется сведениями, приведенными в табл. 1.

Отсюда видим, что количество скважин с поглощениями и без таковых для различных разломов значительно отличается. Так как отсутствует явное преобладание того или иного класса скважин (с поглощениями или без), то необходимо использовать многоуровневые модели для описания и прогноза данных явлений.

Это обусловлено тем, что с помощью многоуровневого вероятностно-статистического моделирования представляется возможным дифференцированно исследовать процесс

Таблица 1

Данные по разломам (по ближайшим скважинам)

| Номер разлома | Количество скважин с поглощениями, шт. | Количество скважин без поглощений, шт. | Номер разлома | Количество скважин с поглощениями, шт. | Количество скважин без поглощений, шт. |
|----------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|---------------|----------------------------------------|----------------------------------------|
| Разломы по данным бурения | | | | | |
| 1 | 1 | 1 | 12 | 26 | 9 |
| 2 | 12 | 27 | 13 | 1 | 0 |
| 3 | 40 | 8 | 14 | 0 | 3 |
| 4 | 0 | 1 | 15 | 0 | 0 |
| 5 | 13 | 10 | 16 | 0 | 11 |
| 6 | 7 | 3 | 17 | 0 | 0 |
| 7 | 3 | 3 | 18 | 0 | 0 |
| 8 | 12 | 0 | 19 | 0 | 0 |
| 9 | 19 | 2 | 20 | 0 | 0 |
| 10 | 2 | 13 | 21 | 1 | 0 |
| 11 | 7 | 11 | 22 | 0 | 1 |
| Разломы по данным сейсморазведки | | | | | |
| 6 S | 0 | 8 | 16 S | 4 | 2 |
| 8 S | 0 | 3 | 19 S | 0 | 2 |
| 10 S | 3 | 0 | 20 S | 9 | 16 |
| 14 S | 0 | 1 | 31 S | 0 | 1 |
| 15 S | 6 | 1 | - | - | - |

Таблица 2

Характеристики моделей зависимости $P(Lp)$ от Lp

| Показатель | Поглощения наблюдались, сред. арифм. $\pm \sigma$ | Поглощения не наблюдались, сред. арифм. $\pm \sigma$ | Уравнение регрессии – верхняя строка, область применения модели – нижняя строка | Критерии $\frac{t_p}{p}$ | Критерии $\frac{\chi^2}{p}$ |
|------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Lp , м | $263,4 \pm 202,1$ $0,529 \pm 0,054$ | $484,7 \pm 365,8$ $0,484 \pm 0,099$ | $P(Lp) = 0,601 - 0,000271 Lp$ 0–1600 м | $\frac{-6,66845}{<10^{-6}}$ | $\frac{45,46375}{<10^{-6}}$ |

Таблица 3

Распределение значений показателей по скважинам

| Класс объекта | Интервалы варьирования – Lp , м | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------|---------|---------|----------|-----------|-----------|-----------|
| | 0–200 | 200–400 | 400–600 | 600–800 | 800–1000 | 1000–1200 | 1200–1400 | 1400–1600 |
| Частота встречаемости для скважин с поглощениями, доли ед. ($n = 167$) | 0,463 | 0,288 | 0,197 | 0,047 | | | 0,005 | |
| Частота встречаемости для скважин без поглощений, доли ед. ($n = 136$) | 0,259 | 0,229 | 0,205 | 0,117 | 0,088 | 0,051 | 0,036 | 0,015 |

Таблица 4

Характеристики моделей зависимости $P(Lp)$ от Lp по методам выделения разломов

| Показатель | Метод установления разлома | Средние значения показателей: верхняя строка – средние значения Lp -показателей, нижняя строка – вероятность принадлежности к наличию поглощений $P(Lp)$ | | Уравнение регрессии – верхняя строка, область применения модели – нижняя строка | Критерии $\frac{t}{p}$ |
|------------|----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| | | поглощения наблюдались | поглощения не наблюдались | | |
| Lp , м | Бурение | $271,4 \pm 211,3$ $0,533 \pm 0,066$ | $485,6 \pm 389,1$ $0,488 \pm 0,121$ | $P_0(Lp) = 0,638 - 0,000312 Lp$ 0–1600 м | $\frac{-5,49512}{<10^{-6}}$ |
| | Сейсморазведка | $213,5 \pm 122,1$ $0,533 \pm 0,066$ | $481,9 \pm 285,9$ $0,488 \pm 0,121$ | $P_c(Lp) = 0,707 - 0,000597 Lp$ 0–1190 м | $\frac{-4,23175}{<10^{-6}}$ |

влияния разломов на поглощения: первоначально – по данным всех скважин, независимо от методов выделения разломов, – первый уровень; по данным методов выделения разломов – второй уровень; по данным отдельных разломов – третий уровень. На четвертом уровне строится модель, которая учитывает результаты расчетов, полученные на предыдущих уровнях статистического моделирования.

Таким образом, многоуровневое многомерное вероятностно-статистическое моделирование позволяет комплексно оценить явления и процессы, происходящие при формировании поглощений, в зависимости от разломов.

Разработка моделей для разрывных поглощений по характеристикам разрывных нарушений

На первом уровне для того чтобы оценить возможности формирования вероятности поглощений $P(Lp)$, доли ед., от значений наикратчайшего расстояния от разлома до изучаемой скважины – Lp , м, была построена модель прогноза по всем имеющимся данным по изучаемому месторождению. По данной модели представляется возможным оценить влияние значений Lp на формирование поглощений. Методика построения таких индивидуальных вероятностных моделей достаточно подробно изложена в работах [36, 37].

Рассмотрим методику построения индивидуальных вероятностных моделей на примере показателя Lp . Для этого использованы значения Lp по 303 случаям, из которых в 167 наблюдались поглощения, в 136 их не было. Средние значения по Lp для скважин, где наблюдались поглощения, и для скважин, где таковых не было, приведены в табл. 2.

Отсюда видно, что средняя величина Lp принадлежит к классу скважин, где наблюдаются поглощения, значительно ниже, чем для скважин, где таковых не выявлено. Количественно сравнение средних значений произведем с помощью t -критерия Стьюдента [38–43] и уровня значимости ($\alpha = 0,05$).

Значение критерия t_p по показателю Lp приведено в табл. 2: выявлено, что средние значения статистически являются различными. Далее по значениям Lp исследовались плотности распределений для изучаемых двух классов. В первом случае изучаются данные по значениям Lp по скважинам с поглощениями – класс 1 ($n_1 = 167$), во втором – данные для скважин, где поглощения не наблюдаются – класс 2 ($n_2 = 136$). Следуя используемой методике, на первом этапе построения вероятностной модели по данным Lp для классов 1 и 2 строятся гистограммы. Оптимальные величины интервалов группирования значений Lp вычисляются по формуле Стерджесса. Для исследования соотношений доли объектов, попавших в различные интервалы варьирования Lp , выполнен интервальный анализ [36].

Необходимо по совокупности значений L_p построить модель, которая будет использована для оценки наличия поглощений в скважинах. Частоты встречаемости скважин для изучаемых классов по показателю L_p приведены в табл. 3.

По результатам анализа сведений, приведенных в табл. 3, установлено, что наблюдается увеличение частоты встречаемости скважин с поглощениями в диапазоне 0–200 м. Для скважин без поглощений в диапазоне 400–600 м значения частоты встречаемости достаточно близки. Максимальное количество скважин как с поглощениями, так и без них находятся в диапазоне 0–800 м. Все это свидетельствует, что существует возможность прогноза частоты встречаемости поглощений в зависимости от L_p .

Для более полного статистического анализа выполнено сравнение плотности распределений значений показателей, определенных по разновидностям изучаемых скважин, с помощью статистики Пирсона (χ^2). Значения критерия χ^2 по показателю L_p также приведены в табл. 2, из данных которой видно, что обнаружено статистическое различие между классами.

Далее в каждом интервале вычисляются вероятности принадлежности к классу скважин с поглощениями – $P(L_p)$. Затем интервальные вероятности принадлежности к этому классу сопоставляются со средними интервальными значениями L_p . По величинам $P(L_p)$ и L_p высчитывается парный коэффициент корреляции r и строится уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполняется из условия, что среднее значение вероятностей для 1-го класса должно быть больше 0,5, а для 2-го класса меньше 0,5.

Вероятностная модель прогноза по L_p совместно по данным бурения и сейсморазведки и области ее использования приведена в табл. 2. Графическое изображение зависимостей $P(L_p)$ от L_p для первого уровня статистического моделирования приведено на рис. 2.

Отсюда видно, что при повышении значений L_p индивидуальная вероятность наличия поглощений в скважинах, независимо от того, по каким данным установлены разломы, закономерно снижается от 0,601 до 0,167 по зависимости, приведенной в табл. 2. Среднее значение $P(L_p)$ для скважин с поглощениями составляет $0,529 \pm 0,054$, для скважин без поглощений – $0,484 \pm 0,099$ (см. табл. 2). Средние значения и плотности распределения значений $P(L_p)$ в зависимости от вида скважин статистически различаются.

Таким образом, статистический анализ, выполненный на первом уровне статистического моделирования, показал наличие влияния значений L_p на наличие поглощений в скважинах.

На втором уровне статистического моделирования были построены зависимости $P(L_p)$ от L_p дифференцированно по данным разломов, установленных по данным бурения ($P_B(L_p)$) и сейсморазведки ($P_S(L_p)$). Количество скважин, которые используются для анализа по данным бурения, составляло 247, из них поглощения установлены в 144, а в 103 – таковых не зафиксировано. Количество скважин, которые используются для анализа разломов, установленных по сейсморазведке, – 56, из них поглощения установлены в 23, а в 33 – нет. Построенные по этим данным модели приведены в табл. 4.

Графическое изображение зависимостей $P(L_p)$ от L_p с ориентацией на метод выделения разломов приведено на рис. 3.

Отсюда видно, что при повышении значений L_p вероятность наличия поглощений в скважинах, принимая во внимание метод выделения разломов, снижается по зависимостям, приведенным в табл. 4. Следует отметить, что скорости уменьшения вероятности поглощения отличаются в зависимости от методов выделения разломов.

Таким образом, на втором уровне статистического моделирования установлено, что, независимо от методов выделения разломов, наблюдается снижение значений $P(L_p)$.

На третьем уровне статистического моделирования построим модели по отдельным разломам индивидуально. Количество скважин с поглощениями и без таковых по данным бурения и сейсморазведки, приведенным в табл. 1, показывает, что их число для различных разломов значительно отличается. Это свидетельствует, что не для

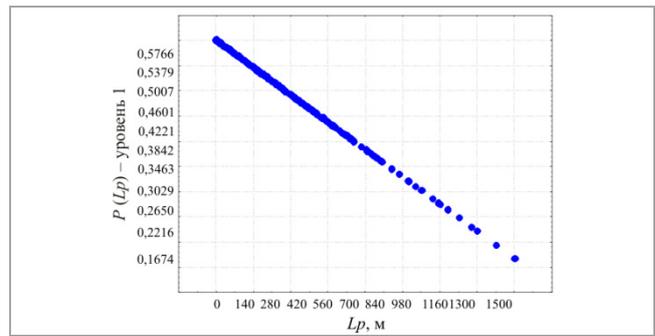


Рис. 2. Зависимость $P(L_p)$ от L_p

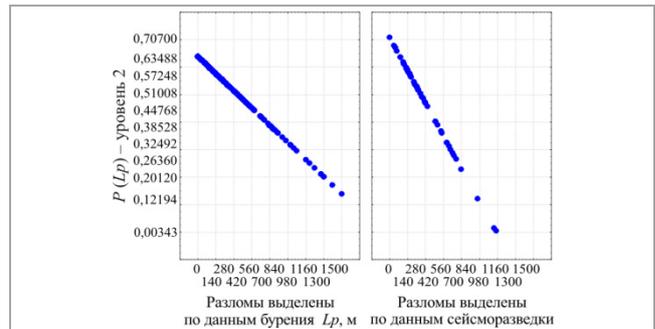


Рис. 3. Значение $P(L_p)$ от L_p в зависимости от методов выделения разломов

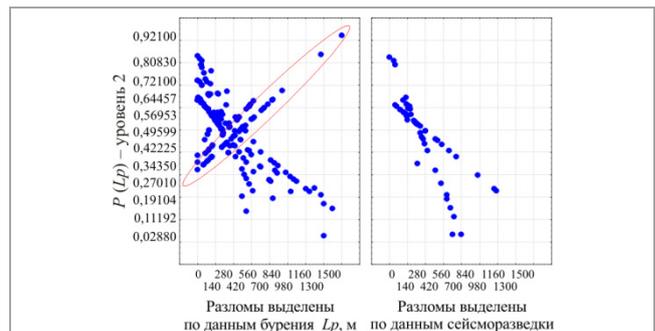


Рис. 4. Зависимости $P(L_p)$ от L_p для 3-го уровня статистического моделирования

всех разломов представляется возможным построить индивидуальные модели. Такие модели по отдельным разломам для вычисления вероятности наличия поглощений по значениям L_p можно построить только для тех, где имеются данные по скважинам в обеих группах. Для того чтобы использовать всю имеющуюся информацию по тем разломам, в которых имеются данные только по одному из изучаемых классов, построены групповые модели. Уравнения регрессии, описывающие влияние величины L_p на вероятность наличия поглощений, приведены в табл. 5.

Отсюда видно, что для разломов, подтвержденных результатами бурения, построено девять моделей, а по данным сейсморазведки – три. Графические изображения моделей, построенных на третьем уровне статистического моделирования, приведены на рис. 3.

Полученные модели, построенные по данным бурения скважин, характеризуются двумя видами (см. рис. 3). Первый вид моделей характеризуется уменьшением значений $P(L_p)$ от L_p , и он согласуется с моделями, построенными на первом и втором уровнях статистического моделирования. Второй вид моделей (выделены красным эллипсом на рис. 4) характеризуется повышением значений $P(L_p)$ от L_p , и он не согласуется с моделями, построенными на первом и втором уровнях статистического моделирования.

Отсюда видно, что влияние L_p на вероятность поглощений различно, что должно быть учтено при прогнозе поглощений в конкретных скважинах. В качестве примера приведем схемы изменения значений $P(L_p)$ для разломов № 2 и 3 (рис. 5).

Таблица 5

Характеристики построенных моделей

| Номер разлома | Средние значения показателей: верхняя строка – средние значения Lp -показателей, нижняя строка – вероятность принадлежности к наличию поглощений $P(Lp)$ | | Уравнение регрессии – верхняя строка, область применения модели – средняя строка, диапазон вероятностей – нижняя строка | Критерии $\frac{t}{p}$ |
|---------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| | поглощения наблюдались | поглощения не наблюдались | | |
| | Модели, построенные по данным нескольких разломов и по отдельным разломам | | | |
| 2 | $551,5 \pm 339,7$ $0,527 \pm 0,127$ | $428,5 \pm 340,6$ $0,481 \pm 0,128$ | $P_0(Lp) = 0,321 + 0,000375 Lp$ 0–1600 м 0,321–0,921 | $\frac{1,04284}{0,304}$ |
| 3 | $184,2 \pm 128,9$ $0,549 \pm 0,070$ | $367,7 \pm 280,6$ $0,449 \pm 0,152$ | $P_0(Lp) = 0,695 - 0,00041 Lp$ 10–840 м 0,193–0,646 | $\frac{-2,95009}{0,005}$ |
| 5 | $262,3 \pm 257,4$ $0,578 \pm 0,144$ | $367,7 \pm 280,6$ $0,419 \pm 0,116$ | $P_0(Lp) = 0,726 - 0,000561 Lp$ 20–810 м 0,271–0,714 | $\frac{-2,93545}{0,008}$ |
| 6 | $188,6 \pm 82,7$ $0,550 \pm 0,071$ | $73,3 \pm 63,5$ $0,449 \pm 0,055$ | $P_0(Lp) = 0,386 + 0,000870 Lp$ 0–330 м 0,386–0,673 | $\frac{2,13048}{0,066}$ |
| 7 | $66,7 \pm 73,4$ $0,800 \pm 0,034$ | $1390,0 \pm 101,5$ $0,200 \pm 0,044$ | $P_0(Lp) = 0,831 - 0,000454 Lp$ 0–1500 м 0,150–0,831 | $\frac{-18,0455}{0,00005}$ |
| 9 | $187,3 \pm 131,1$ $0,599 \pm 0,141$ | $340,0 \pm 282,8$ $0,399 \pm 0,369$ | $P_0(Lp) = 0,844 - 0,001307 Lp$ 20–540 м 0,138–0,817 | $\frac{-1,433876}{0,168}$ |
| 10 | $215,0 \pm 35,5$ $0,546 \pm 0,028$ | $340,0 \pm 207,4$ $0,445 \pm 0,168$ | $P_0(Lp) = 0,721 - 0,0008 Lp$ 0–610 м 0,226–0,721 | $\frac{-0,824876}{0,424}$ |
| 11 | $444,2 \pm 39,1$ $0,543 \pm 0,021$ | $604,1 \pm 397,8$ $0,457 \pm 0,210$ | $P_0(Lp) = 0,782 - 0,000538 Lp$ 140–1400 м 0,028–0,707 | $\frac{-1,047985}{0,310}$ |
| 12 | $441,5 \pm 128,9$ $0,549 \pm 0,067$ | $213,7 \pm 280,6$ $0,449 \pm 0,071$ | $P_0(Lp) = 0,356 + 0,000439 Lp$ 0–620 м 0,356–0,628 | $\frac{3,79703}{0,0006}$ |
| Модели, построенные по данным сейсмозаписки | | | | |
| 15S | $140,0 \pm 68,1$ $0,649 \pm 0,120$ | $310,0 \pm 0,00$ $0,349 \pm 0,000$ | $P_0(Lp) = 0,897 - 0,001765 Lp$ 50–310 м 0,349–0,808 | $\frac{-2,310556}{0,069}$ |
| 16S | $195,0 \pm 310,1$ $0,608 \pm 0,008$ | $440,0 \pm 282,8$ $0,388 \pm 0,256$ | $P_0(Lp) = 0,784 - 0,000898 Lp$ 190–640 м 0,209–0,613 | $\frac{-1,99668}{0,117}$ |
| 20S | $296,7 \pm 142,1$ $0,531 \pm 0,048$ | $480,0 \pm 371,5$ $0,468 \pm 0,126$ | $P_0(Lp) = 0,632 - 0,00034 Lp$ 60–1190 м 0,227–0,612 | $\frac{-2,95009}{0,005}$ |

Таблица 6

Распределение значений $P(Lp)$ по статистическим уровням (частота встречаемости)

| Класс объекта | Интервал варьирования $P(Lp)$ | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 0–0,1 | 0,1–0,2 | 0,2–0,3 | 0,3–0,4 | 0,4–0,5 | 0,5–0,6 | 0,6–0,7 | 0,7–0,8 | 0,8–0,9 | 0,9–1,0 |
| Первый уровень | | | | | | | | | | |
| Для скважин с поглощениями, $n = 167$ | | | 0,006 | 0,006 | 0,264 | 0,706 | 0,018 | | | |
| Для скважин без поглощений, $n = 136$ | | 0,014 | 0,058 | 0,148 | 0,309 | 0,413 | 0,058 | | | |
| Второй уровень | | | | | | | | | | |
| Для скважин с поглощениями, $n = 167$ | | | 0,005 | 0,005 | 0,191 | 0,487 | 0,307 | 0,005 | | |
| Для скважин без поглощений, $n = 136$ | 0,014 | 0,022 | 0,08 | 0,169 | 0,207 | 0,347 | 0,161 | | | |
| Третий уровень | | | | | | | | | | |
| Для скважин с поглощениями, $n = 167$ | | | 0,005 | 0,047 | 0,138 | 0,427 | 0,294 | 0,054 | 0,035 | |
| Для скважин без поглощений, $n = 136$ | 0,022 | 0,051 | 0,147 | 0,192 | 0,236 | 0,236 | 0,08 | 0,029 | | 0,007 |

Таблица 7

Характеристики статистических моделей

| Показатель | Поглощения | | Критерии $\frac{t}{p}$ | Критерии $\frac{\chi^2}{p}$ |
|-----------------------|-------------------|-------------------|------------------------------|------------------------------|
| | наблюдались | не наблюдались | | |
| Первый уровень | | | | |
| $P(Lp)$ – 1-й уровень | $0,529 \pm 0,054$ | $0,484 \pm 0,099$ | $\frac{6,66845}{< 10^{-6}}$ | $\frac{45,46375}{< 10^{-6}}$ |
| Второй уровень | | | | |
| $P(Lp)$ – 2-й уровень | $0,556 \pm 0,067$ | $0,472 \pm 0,137$ | $\frac{7,17418}{< 10^{-6}}$ | $\frac{47,77024}{< 10^{-6}}$ |
| Третий уровень | | | | |
| $P(Lp)$ – 3-й уровень | $0,571 \pm 0,099$ | $0,428 \pm 0,158$ | $\frac{9,495545}{< 10^{-6}}$ | $\frac{79,36611}{< 10^{-6}}$ |

Таблица 8

Характеристики статистической модели $P_{\text{комп}}$

| Вероятность | Поглощения | | Критерии $\frac{t}{p}$ | Критерии $\frac{\chi^2}{p}$ |
|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | наблюдались | не наблюдались | | |
| $P_{\text{комп}}$ | $0,639 \pm 0,154$ | $0,417 \pm 0,249$ | $\frac{10,49714}{0,000000}$ | $\frac{89,39351}{0,000000}$ |

Из данных рис. 5 видим, что для разлома № 2 при удалении от разломов значения $P(Lp)$ повышаются от 0,4 до 0,65. Данная модель дает лучшие результаты в южной части разлома, чем в северной. Для разлома № 3 наблюдается наиболее часто встречаемая тенденция уменьшения значений $P(Lp)$ с удалением от разлома. Все это подтверждает дифференцированную роль разломов на проявление поглощений.

С целью обоснования «работоспособности» разработанных моделей, построенных на различных уровнях, вычислим гистограммы, по которым определяются частоты встречаемости скважин для изучаемых классов по показателю $P(Lp)$ (табл. 6).

Из данных, приведенных в табл. 6, видно, что по скважинам, где имеются поглощения, наблюдается увеличение частоты встречаемости поглощений при повышении значений $P(Lp)$ для всех трех уровней в диапазоне 0,5–0,7. В диапазоне $P(Lp)$ меньше 0,2 для всех трех вариантов моделей скважины с поглощениями отсутствуют. Количественно разницу в средних значениях и плотностях распределений $P(Lp)$ оценим по критериям t и χ^2 , которые приведены в табл. 7.

Отсюда видно, что средние значения $P(Lp)$ для скважин с поглощениями увеличиваются от первого до третьего уровней от 0,529 до 0,571, для скважин, где поглощений нет, происходит снижение средних значений от 0,484 до 0,428. Плотности распределений наиболее сильно отличаются при использовании моделей, построенных на 3-м уровне статистического моделирования.

На 4-м уровне статистического моделирования был рассчитан комплексный критерий, учитывающий построенные модели на трех уровнях, по следующей формуле:

$$P_{\text{компл}} = \frac{\prod P_{\text{ур}}}{\prod P_{\text{ур}} + \prod (1 - P_{\text{ур}})},$$

где $P_{\text{ур}}$ – соответственно вероятности, вычисленные по моделям первого, второго и третьего уровней, а \prod – их произведение. Количественно разницу в средних значениях и плотностях распределений значений $P_{\text{компл}}$ оценим по критериям t и χ^2 , которые приведены в табл. 8. Зависимость $P_{\text{компл}}$ от Lp приведена на рис. 6.

Из данных рис. 6 видим, что в пределах поля корреляции наблюдаются два подполя, где корреляции между $P_{\text{компл}}$ и Lp характеризуются различными по виду связями. Границу можно условно провести по значению $P_{\text{компл}} = 0,5$.

Оценку вклада моделей каждого уровня для прогноза поглощений можно провести с помощью использования пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА) [43], используя классификацию для группы 1 при $P_{\text{компл}} > 0,5$ и для группы 2 по $P_{\text{компл}} < 0,5$.

В результате реализации ПЛДА получена следующая линейная дискриминантная функция:

$$\begin{aligned} Z &= -1,06764P(Lp) - 1\text{-й уровень} - \\ &- 2,27160P(Lp) - 2\text{-й уровень} - \\ &- 6,17077P(Lp) - 3\text{-й уровень} + 4,844 \end{aligned}$$

при $R = 0,494$, $\chi^2 = 84,057$, $p < 10^{-6}$.

Значения χ^2 и p показывают, что полученная линейная дискриминантная функция является статистически значимой.

По этой формуле были вычислены значения Z и установлены данные вероятности принадлежности к значениям $P_{\text{компл}} > 0,5 - P(Z)$. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рис. 7.

Можно проследить, что при изменении Z от отрицательных к положительным значениям вероятность $P(Z)$ закономерно убывает. Среднее значение Z при $P_{\text{компл}} > 0,5$ равно $-0,511$, среднее при $P_{\text{компл}} < 0,5$ составляет $+0,628$. Доля верно расклассифицированных случаев составила 76,23 %.

Заключение

Все это показывает, что данные критерии «работают» и по вероятностям, определенным по разным уровням статистического моделирования. Следовательно, при разработке моделей прогноза поглощений деление данных с

учетом значений $P_{\text{компл}}$ может дать положительный эффект при прогнозе. Для сравнения данных, полученных по величинам $P_{\text{компл}}$ и $P(Z)$, построено поле корреляции между ними, приведенное на рис. 8.

Отсюда видно, что имеются случаи, когда зависимости между $P(Z)$ и $P_{\text{компл}}$ имеет обратный вид (см. красные эллипсы на рис. 8). Возможно, формирование поглощений за счет разломов можно устойчиво прогнозировать по разработанным вероятностно-статистическим моделям только при наличии прямых корреляций между $P(Z)$ и $P_{\text{компл}}$.

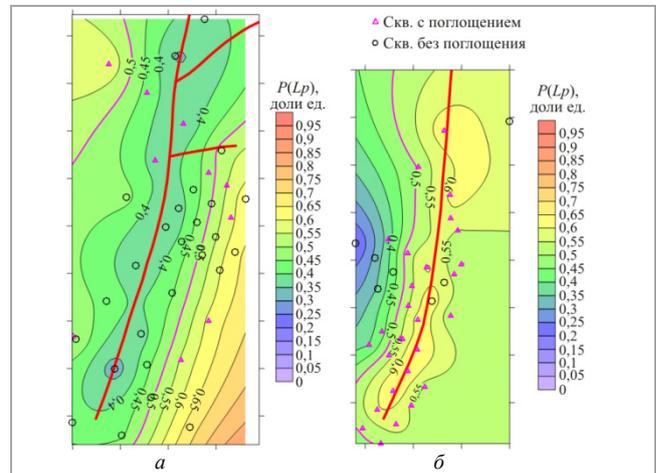


Рис. 5. Схемы изменения значений $P(Lp)$ для разломов № 2 (а) и № 3 (б)

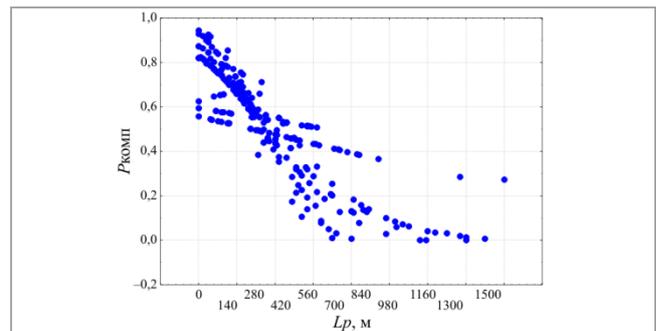


Рис. 6. Зависимости $P_{\text{компл}}$ от Lp

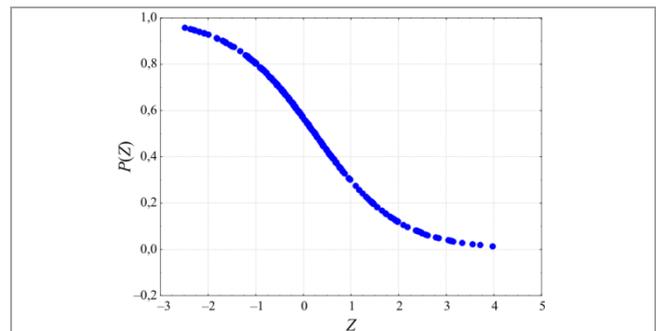


Рис. 7. Зависимость $P(Z)$ от Z

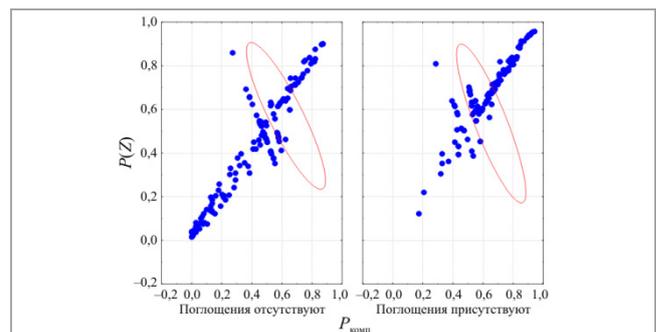


Рис. 8. Поле корреляции между $P_{\text{компл}}$ и $P(Z)$

Библиографический список

1. Багритцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. – М.: Недра, 1982. – 256 с.
2. Gzovskii M.V. Osnovy tektonofiziki [Fundamentals of tectonophysics]. Moscow: Nauka, 1975. 536 p.
3. Belonovskaya L.G. Treshchinovatsi gornyykh porod i razrabotannyye vo VNIGRI osnovy poiskov treshchinnyykh kolektorov nefiti i gaza [Fracturing of sedimentary rocks and the fundamentals of prospecting for fractured oil and gas reservoirs developed at VNIGRI]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2006, no. 1, pp. 1-11.
4. Belonovskaya L.G., Bulach M.Kh., Gmid L.P. Rol treshchinovatsii v formirovaniy emkostno-filtratsionnogo prostanstva slozhnykh kolektorov [The role of fracturing in the formation of the reservoir-filtering capacity of complex reservoirs]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, vol. 2, no. 1, pp. 1-11.
5. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam, Oxford, New York: Elsevier scientific publishing company, 1982. 709 p.
6. Basarygin I.U.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ikh stroitelstve i ekspluatatsii: spravochnoe posobie [Theory and practice of preventing complications and repairs of wells during their construction and operation: reference manual]. Moscow: Nedra-Biznesstent, 2001, vol. 3, 1620 p.
7. Semenyuk V.S., Goltvinnik P.V., Semenyuk V.S., Goltvinnik P.V., Goltvinnik P.V., Goltvinnik P.V. Oslozhneniya pri burenii i spuskodolnykh operatsiykh v otkrytom stvole skvazhiny [Development of complications during drilling and tripping operations in an open wellbore]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 12, pp. 20-22.
8. Basarygin I.U.M., Bulatov A.I., Proselkov I.U.M. Oslozhneniya i avarii pri burenii nefitykh i gazovykh skvazhin [Complications and accidents while drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 2000, 679 p.
9. Kharitonov A.I., Pogorelova S., Bakici A.I., Antonov A., Khotumov U. Lost Circulation Minimization Strategy Applied While Drilling Challenging Profile Well on Salym Group of Oil Fields. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2015. Paper Number: SPE-176512-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/176512-MS>
10. Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments / S.P. Almagro, C. Frates, J. Garand, A. Meyer // *Oilfield Review*, 2014, vol. 26, pp. 4-13.
11. Minnullin P.M., Faskhutdinov P.P., Gumarov N.F. Oslozhneniya pri burenii skvazhin i ikh prognozirovaniye na territorii delatelnosti NGDU «Almetevneft» // *Neftpromyslovoye delo*, 2011, vol. 4, pp. 28-30.
12. Shipovskii K.A., Tsirkova V.S., Koval M.E. Metodika prognozirovaniya i preduprezhdeniya pogloshcheniy burrovogo rastvora v Serpukhovskom yaruse na osnove zonirovaniya mestorozhdeniy v Kamsko-Kinelskoy sisteme probivov // *Neft. Gaz. Novosti*, 2020, no. 1 (230), p. 12-16.
13. Masi S., Molacchi C., Zausa F., Michele J. Managing circulation losses in a harsh drilling environment: Conventional solution vs. CHCD through a risk assessment. *SPE Drilling and Completion*, 2011, vol. 26 (2), p. 198-207. DOI: <https://doi.org/10.2118/128225-PA>
14. Vasilyeva K.D., Nelskin A.A., Krysin N.I. Rasshiryaushchiesya tamponazhnye sostavy dlya ustanovki tsementnykh mostov pri likvidatsii pogloshcheniy // *Neftyanoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 28-30.
15. Povysheniye ustoychivosti stvola skvazhiny dlya preduprezhdeniya i likvidatsii pogloshcheniya burrovogo rastvora [Text] / D. Kuk [i dr.] // *Neftgazovoye obozreniye*, 2012, no. 4, pp. 36-49.
16. Conventional and intelligent models for detection and prediction of fluid loss events during drilling operations: A comprehensive review / Shwetank Krishna, Suyaikh Redha, Pandian Vasant, Suhaib Umerliyas, Ali Sophia // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, p. 107818. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107818>
17. Yongcun Feng, Gray K.E. Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, p. 511-522. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.052>
18. Lost Circulation Minimization Strategy Applied While Drilling Challenging Profile Well on Salym Group of Oil Fields / A. Kharitonov, S. Pogorelova, A. Bakici, A. Antonov, A. Khotumov // *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2015. Paper Number: SPE-176512-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/176512-MS>
19. Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments / S.P. Almagro, C. Frates, J. Garand, A. Meyer // *Oilfield Review*, 2014, vol. 26, pp. 4-13.
20. Minnullin P.M., Faskhutdinov P.P., Gumarov N.F. Oslozhneniya pri burenii skvazhin i ikh prognozirovaniye na territorii delatelnosti NGDU «Almetevneft» // *Neftpromyslovoye delo*, 2011, vol. 4, pp. 28-30.
21. Povysheniye effektivnosti prognozirovaniya zon pogloshcheniy v neogennykh i permiskikh otlozheniyakh na mestorozhdeniyakh Samarskoy oblasti / K.A. Shipovskiy, V.S. Tsirkova, M.E. Koval, E.Yu. Pilypits, D.D. Krepostnov // *Neftyanoe khoziaistvo*, 2020, no. 5, pp. 52-55. DOI: [10.24887/0028-2448-2020-5-52-55](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-52-55)
22. Shipovskiy K.A., Tsirkova V.S., Koval M.E. Prognozirovaniye polnykh i katastroficheskikh pogloshcheniy pri burenii skvazhin na mestorozhdeniyakh Kamsko-Kinelskoy sistemy probivov v Samarskoy oblasti // *Stroitelstvo nefitykh i gazovykh skvazhin na suше i na more*, 2018, no. 3, pp. 14-19.
23. Osnovnyye neftegazovyye tekhnologii nizhnepermiskikh otlozheniy Kochmosskoy ploshchadi / S.S. Terentev, B.P. Bogdanov, I.V. Kuvaev, A.L. Fedotov // *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2012, no. 7, no. 1.
24. Terentev S.E., Bogdanov B.P. Prognoz насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных построиках (на примере месторождений Центрально-Хорейверского поднятия) // *Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН*, 2013, no. 11, p. 16-20.
25. Terentev S.E., Bogdanov B.P. Osobennosti opredeleniya насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных построиках Тимано-Печорской провинции // *Neftgazovoye delo*, 2013, no. 2, pp. 123-148.
26. Abiddeh Mohammad. Prediction of mud loss in reservoir rock by geostatistical method // *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 2014, vol. 5 (1), pp. 41-55. DOI: [10.1080/104975705.2013.773944](https://doi.org/10.1080/104975705.2013.773944)
27. Greenwood J.A., Dautel M.R., Russell R.B. The Use of LWD Data for the Prediction and Determination of Formation Pore Pressure // *SPE 124012. Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition*, 4-6 August, Jakarta, Indonesia, 2009, 11 p. DOI: [10.2118/124012-MS](https://doi.org/10.2118/124012-MS)
28. Sidorov L.S., Giliazova K.F., Shakirova S.N. Seismika MOGT 3D-effektivnyy metod prognoza oslozhneniy pri burenii skvazhin // *Stroitelstvo nefitykh i gazovykh skvazhin na suше i na more*, 2017, no. 12, pp. 15-18.
29. Torefii H., Rostami H., Manshad A.K. New method for prediction and solving the problem of drilling fluid loss using modular neural network and particle swarm optimization algorithm // *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 2014, vol. 4, pp. 371-379. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0102-5>
30. Salah Mohammad, Talebkeikhah Mohsen, Agin Farouh, Talebkeikhah Farzaneh, Hasheminasab Erfan. Application of decision tree, artificial neural networks, and adaptive neuro-fuzzy inference system on predicting lost circulation: A case study from Marun oil field // *Mohammad Sabah, Mohsen Talebkeikhah, Farouh Agin, Farzaneh Talebkeikhah, Erfan Hasheminasab* // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, pp. 236-249. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.045>
31. Prognozirovaniye pogloshcheniy burrovogo rastvora s ispolzovaniyem geomekhanicheskogo modelirovaniya i rezul'tatov seismorazvedki / D.V. Malutin, O.B. Grachev, E.V. Shvalok, A.V. Bekmachev, A.S. Puchkov, J.N. Smyslaev, I.A. Oparin // *Neftyanoe khoziaistvo*, 2020, no. 5, pp. 49-51. DOI: [10.24887/0028-2448-2020-5-49-51](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-49-51)
32. Prognoz kriticheskoy napriazhennosti treshchinovatsii na osnove tektonofizicheskogo i geomekhanicheskogo modelirovaniya na primere rifeiskikh treshchinovatykh karbonatnykh otlozheniy mestorozhdeniya Vostochnoy Sibiri / S.V. Zhigul'skii [i dr.] // *Neftyanoe khoziaistvo*, 2017, no. 12, pp. 24-27. DOI: [10.24887/0028-2448-2017-12-24-27](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-12-24-27)
33. Feng Y., Jones J.F., Gray K.E. A Review on fracture-initiation and propagation pressures for lost circulation and wellbore strengthening. *SPE Drilling and Completion*, 2016, vol. 31(2), p. 134-144. DOI: [10.2118/181747-PA](https://doi.org/10.2118/181747-PA)
34. Worldwide Pore Pressure Prediction: Case Studies and Methods / H. Tang, J. Luo, K. Qiu, Y. Chen, C.P. Tan // *SPE 140954. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 20-22 September, Jakarta, Indonesia, 2011, 11 p. DOI: [10.2118/140954-MS](https://doi.org/10.2118/140954-MS)
35. Investigation of production depletion rate effect on the near-wellbore stresses in the two Iranian southwest oilfields / Khalil Shahbazi, Amir Hossein Zarei, Alireza Shahbazi, Abbas Ayatizadeh Tanha // *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, iss. 4, p. 347-361. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.07.002>
36. Karbonatnye postroykiy permi-karbona severa Timano-Pechorskoy provincii i ikh svoystva / G.S. Terentev, B.P. Bogdanov, Yu.S. Kuzmenko, E.I. Pankratova // *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, no. 7, no. 3.
37. Galkin V.I., Rastegayev A.V., Galkin S.V. Veroyatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazovosti lokalnykh struktur. – Ekaterinburg: Izd-vo Uro RAH, 2001. – 277 с.
38. Koshkin K.A. Razrabotka veroyatnostno-statisticheskikh modeliy dlya otsenki perspektiv neftegazovosti plavstv T1-b i Bb Pozhivinskogo uchastka // *Vestnik Permskogo nauchno-issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta*, 2006, no. 1, pp. 1-7.
39. Davydenko A.Yu. Veroyatnostno-statisticheskyye metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniyakh. – Irkutsk: Izd-vo IrGTU, 2008. – 31 с.
40. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii: per. s angl. – M.: Nedra, 1990. – Kn. 1. – 319 с.
41. Mikhalovich I.M. Primeneniye matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoy informatsii (s ispolzovaniyem komp'yuternykh tekhnologii: Statistika). – Irkutsk: Izd-vo IGU, 2006. – 115 с.
42. Kobzar A.I. Prikladnaya matematicheskaya statistika. Dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov: uchebnoye posobie. – M.: FIZMATLIT, 2006. – 816 с.
43. Malutin D.V., Grachev O.B., Galkin S.V., Puchkov A.S., Smyslaev I.A., Oparin I.A. Prognozirovaniye pogloshcheniy burrovogo rastvora s ispolzovaniyem geomekhanicheskogo modelirovaniya i rezul'tatov seismorazvedki [Forecasting mud loss during drilling operations using geomechanical modeling and seismic exploration results]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 5, pp. 49-51. DOI: [10.24887/0028-2448-2020-5-49-51](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-49-51)
44. Chini R.F. [Statistical methods in geology] [Statistical methods in geology]. Moscow: Mir, 1986, 189 p.
45. Rastorguev M.N. Ispolzovaniye diskriminantnogo analiza dlya interpretatsii dannykh gazovogo karotazha na primere Pavlovskogo nefityanogo mestorozhdeniya [Using discriminant analysis for the interpretation of gas logging data on the example of the Pavlov oil field]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoye i gornoye delo*, 2019, vol. 19, pp. 39-55. DOI: [10.15593/2224-9923/2019.1.4](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.1.4)
46. Tran D.T., Gabbouj M., Iosifidis A. Multilinear class-specific discriminant analysis // *Pattern Recognition Letters*, 2017, vol. 100, pp. 131-136. DOI: [10.1016/j.patrec.2017.10.027](https://doi.org/10.1016/j.patrec.2017.10.027)

References

1. Bagritseva K.I. Treshchinovatsi osadочных пород [Fracturing of sedimentary rocks]. Moscow: Nedra, 1982, 256 p.
2. Gzovskii M.V. Osnovy tektonofiziki [Fundamentals of tectonophysics]. Moscow: Nauka, 1975, 536 p.
3. Belonovskaya L.G. Treshchinovatsi gornyykh porod i razrabotannyye vo VNIGRI osnovy poiskov treshchinnyykh kolektorov nefiti i gaza [Fracturing of sedimentary rocks and the fundamentals of prospecting for fractured oil and gas reservoirs developed at VNIGRI]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2006, no. 1, pp. 1-11.
4. Belonovskaya L.G., Bulach M.Kh., Gmid L.P. Rol treshchinovatsii v formirovaniy emkostno-filtratsionnogo prostanstva slozhnykh kolektorov [The role of fracturing in the formation of the reservoir-filtering capacity of complex reservoirs]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, vol. 2, no. 1, pp. 1-11.
5. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam, Oxford, New York: Elsevier scientific publishing company, 1982, 709 p.
6. Basarygin I.U.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ikh stroitelstve i ekspluatatsii: spravochnoe posobie [Theory and practice of preventing complications and repairs of wells during their construction and operation: reference manual]. Moscow: Nedra-Biznesstent, 2001, vol. 3, 1620 p.
7. Semenyuk V.S., Goltvinnik P.V., Semenyuk V.S., Goltvinnik P.V., Goltvinnik P.V., Goltvinnik P.V. Oslozhneniya pri burenii i spuskodolnykh operatsiykh v otkrytom stvole skvazhiny [Development of complications during drilling and tripping operations in an open wellbore]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 12, pp. 20-22.
8. Basarygin I.U.M., Bulatov A.I., Proselkov I.U.M. Oslozhneniya i avarii pri burenii nefitykh i gazovykh skvazhin [Complications and accidents while drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 2000, 679 p.
9. Kharitonov A.I., Pogorelova S., Bakici A.I., Antonov A., Khotumov U. Lost Circulation Minimization Strategy Applied While Drilling Challenging Profile Well on Salym Group of Oil Fields. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2015. Paper Number: SPE-176512-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/176512-MS>
10. Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments / S.P. Almagro, C. Frates, J. Garand, A. Meyer // *Oilfield Review*, 2014, vol. 26, pp. 4-13.
11. Minnullin P.M., Faskhutdinov P.P., Gumarov N.F. Oslozhneniya pri burenii skvazhin i ikh prognozirovaniye na territorii delatelnosti NGDU «Almetevneft» // *Neftpromyslovoye delo*, 2011, vol. 4, pp. 28-30.
12. Shipovskii K.A., Tsirkova V.S., Koval M.E. Metodika prognozirovaniya i preduprezhdeniya pogloshcheniy burrovogo rastvora v Serpukhovskom yaruse na osnove zonirovaniya mestorozhdeniy v Kamsko-Kinelskoy sisteme probivov [Prediction and prevention of lost circulation in serpukhovian stage during well drilling on Samara region fields]. *Neft. Gaz. Novosti*, 2020, no. 1 (230), p. 12-16.
13. Masi S., Molacchi C., Zausa F., Michele J. Managing circulation losses in a harsh drilling environment: Conventional solution vs. CHCD through a risk assessment. *SPE Drilling and Completion*, 2011, vol. 26 (2), p. 198-207. DOI: <https://doi.org/10.2118/128225-PA>
14. Vasilyeva K.D., Nelskin A.A., Krysin N.I. Rasshiryaushchiesya tamponazhnye sostavy dlya ustanovki tsementnykh mostov pri likvidatsii pogloshcheniy [Expanding composition of cement slurries for putting cement bridging of lost circulation control]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 28-30.
15. Kuk D. ed al. Povysheniye ustoychivosti stvola skvazhiny dlya preduprezhdeniya i likvidatsii pogloshcheniya burrovogo rastvora [Increasing the stability of the wellbore to prevent and eliminate lost circulation]. *Neftgazovoye obozreniye*, 2012, no. 4, pp. 36-49.
16. Shwetank Krishna, Suyaikh Redha, Pandian Vasant, Suhaib Umerliyas, Ali Sophia. Conventional and intelligent models for detection and prediction of fluid loss events during drilling operations: A comprehensive review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107818 p. DOI: [10.1016/j.petrol.2020.107818](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107818)
17. Yongcun Feng, Gray K.E. Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, p. 511-522. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.052>
18. Kharitonov A., Pogorelova S., Bakici A.I., Antonov A., Khotumov U. Lost Circulation Minimization Strategy Applied While Drilling Challenging Profile Well on Salym Group of Oil Fields. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October 2015. Paper Number: SPE-176512-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/176512-MS>
19. Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments. *Oilfield Review*, 2014, vol. 26, pp. 4-13.
20. Minnullin P.M., Faskhutdinov P.P., Gumarov N.F. Oslozhneniya pri burenii skvazhin i ikh prognozirovaniye na territorii delatelnosti NGDU «Almetevneft» [Complications arising during well drilling in the oil fields of the Almetevneft oil field]. *Neftpromyslovoye delo*, 2011, no. 4, pp. 28-30.
21. Shipovskii K.A., Tsirkova V.S., Koval M.E., Pilypits E.Yu., Krepostnov D.D. Povysheniye effektivnosti prognozirovaniya zon pogloshcheniy v neogennykh i permiskikh otlozheniyakh na mestorozhdeniyakh Samarskoy oblasti [Prediction of total and catastrophic losses while drilling wells in the fields of the Kamsko-Kinelskaya deflection system in the Samara region]. *Stroitelstvo nefitykh i gazovykh skvazhin na suше i na more*, 2018, no. 3, pp. 14-19.
22. Terentev S.E., Bogdanov B.P., Kuvaev I.V., Fedotov A.L. Osobennosti stroeniya i neftegazovosti nizhnepermiskikh otlozheniy Kochmosskoy ploshchadi [Features of the structure and oil and gas content of the lower Permian deposits of the Kochmossk area]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2012, vol. 7, no. 1, pp. 1-7.
23. Terentev S.E., Bogdanov B.P. Prognoz насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных построиках (на примере месторождений Тимано-Хорейверского поднятия) [Forecast of saturation of zones of absorption of flushing liquid in carbonate sections (on an example of fields of the Central Khoreyver raising)]. *Vestnik Instituta geologii Komu NITS Uro RAN*, 2013, no. 11, pp. 16-20.
24. Terentev S.E., Bogdanov B.P. Osobennosti opredeleniya насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных построиках Тимано-Печорской провинции [Features of definition of saturation of zones of absorption by flushing liquid in carbonate constructions of Timan-Pechora]. *Neftgazovoye delo*, 2013, no. 2, pp. 123-148.
25. Abiddeh Mohammad. Prediction of mud loss in reservoir rock by geostatistical method. *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 2014, vol. 5(1), pp. 41-55. DOI: [10.1080/104975705.2013.773944](https://doi.org/10.1080/104975705.2013.773944)
26. Greenwood J.A., Dautel M.R., Russell R.B. The Use of LWD Data for the Prediction and Determination of Formation Pore Pressure. *SPE 124012. Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition*, 4-6 August, Jakarta, Indonesia, 2009, 11 p. DOI: [10.2118/124012-MS](https://doi.org/10.2118/124012-MS)
27. Sidorov L.S., Giliazova K.F., Shakirova S.N. Seismika MOGT 3D-effektivnyy metod prognoza oslozhneniy pri burenii skvazhin [Seismic survey, based on 3D CDP (common depth point) method, is an effective method for complications prediction when drilling wells]. *Stroitelstvo nefitykh i gazovykh skvazhin na suше i na more*, 2017, no. 12, pp. 15-18.
28. Torefii H., Rostami H., Manshad A.K. New method for prediction and solving the problem of drilling fluid loss using modular neural network and particle swarm optimization algorithm. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 2014, vol. 4, pp. 371-379. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0102-5>
29. Salah Mohammad, Talebkeikhah Mohsen, Agin Farouh, Talebkeikhah Farzaneh, Hasheminasab Erfan. Application of decision tree, artificial neural networks, and adaptive neuro-fuzzy inference system on predicting lost circulation: A case study from Marun oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, pp. 236-249. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.045>
30. Malutin D.V., Grachev O.B., Galkin S.V., Puchkov A.S., Smyslaev I.A., Oparin I.A. Prognozirovaniye pogloshcheniy burrovogo rastvora s ispolzovaniyem geomekhanicheskogo modelirovaniya i rezul'tatov seismorazvedki [Forecasting mud loss during drilling operations using geomechanical modeling and seismic exploration results]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 5, pp. 49-51. DOI: [10.24887/0028-2448-2020-5-49-51](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-49-51)
31. Zhigul'skii S.V. et al. Prognoz kriticheskoy napriazhennosti treshchinovatsii na osnove tektonofizicheskogo i geomekhanicheskogo modelirovaniya na primere rifeiskikh treshchinovatykh karbonatnykh otlozheniy mestorozhdeniya Vostochnoy Sibiri [Forecast of critical-stressed fractures on the basis of tectonophysics and geomechanical modeling on the example of the Ripean fractured carbonate reservoir in Eastern Siberia]. *Neftyanoe khoziaistvo*, 2017, no. 12, pp. 24-27. DOI: [10.24887/0028-2448-2017-12-24-27](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-12-24-27)
32. Feng Y., Jones J.F., Gray K.E. A Review on fracture-initiation and propagation pressures for lost circulation and wellbore strengthening. *SPE Drilling and Completion*, 2016, vol. 31(2), p. 134-144. DOI: [10.2118/181747-PA](https://doi.org/10.2118/181747-PA)
33. Tang H., Luo J., Qiu K., Chen Y., Tan C.P. Worldwide Pore Pressure Prediction: Case Studies and Methods. *SPE 140954. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 20-22 September, Jakarta, Indonesia, 2011, 11 p. DOI: [10.2118/140954-MS](https://doi.org/10.2118/140954-MS)
34. Khalil Shahbazi, Amir Hossein Zarei, Alireza Shahbazi, Abbas Ayatizadeh Tanha. Investigation of production depletion rate effect on the near-wellbore stresses in the two Iranian southwest oilfields. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, iss. 4, p. 347-361. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.07.002>
35. Terentev S.E., Bogdanov B.P., Kuzmenko I.V., Pankratova E.I. Karbonatnye postroykiy permi-karbona severa Timano-Pechorskoy provincii i ikh svoystva [Carbonate structures of the Permian-Carboniferous in the north of the Timan-Pechora province and their properties]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 3.
36. Galkin V.I., Rastegayev A.V., Galkin S.V. Veroyatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazovosti lokalnykh struktur [Probabilistic-statistical assessment of oil and gas content of local structures]. Ekaterinburg: Ekaterinburgskiy gosudarstvennyy universitet, 2001, 277 p.
37. Koshkin K.A. Razrabotka veroyatnostno-statisticheskikh modeliy dlya otsenki perspektiv neftegazovosti plavstv T1-b i Bb Pozhivinskogo uchastka [Development of probabilistic and statistical models for evaluation of oil and gas potential of T1-b and Bb reservoirs of Pozhivinsky sector]. *Vestnik Permskogo nauchno-issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoye i gornoye delo*, 2018, vol. 17, no. 1, pp. 4-16. DOI: [10.15593/2224-9923/2018.1.1](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.1.1)
38. Davydenko A.Yu. Veroyatnostno-statisticheskyye metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniyakh [Probabilistic and statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk: Irkutskiy gosudarstvennyy tekhnicheskii universitet, 2008, 31 p.
39. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, book 1, 319 p.
40. Mikhalovich I.M. Primeneniye matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoy informatsii (s ispolzovaniyem komp'yuternykh tekhnologii: Statistika) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technologies: Statistica)]. Irkutsk: Irkutskiy gosudarstvennyy universitet, 2006, 115 p.
41. Kobzar A.I. Prikladnaya matematicheskaya statistika. Dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov: uchebnoye posobie. – M.: FIZMATLIT, 2006, 816 p.
42. Porotov G.S. Matematicheskiye metody modelirovaniya v geologii. [Mathematical modeling methods in geology]. Saint Petersburg: Sankt-Peterburgskiy gosudarstvennyy gornyy institut (tekhnicheskii universitet), 2006, 223 p.
43. Chini R.F. [Statistical methods in geology] [Statistical methods in geology]. Moscow: Mir, 1986, 189 p.
44. Rastorguev M.N. Ispolzovaniye diskriminantnogo analiza dlya interpretatsii dannykh gazovogo karotazha na primere Pavlovskogo nefityanogo mestorozhdeniya [Using discriminant analysis for the interpretation of gas logging data on the example of the Pavlov oil field]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoye i gornoye delo*, 2019, vol. 19, pp. 39-55. DOI: [10.15593/2224-9923/2019.1.4](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.1.4)
45. Tran D.T., Gabbouj M., Iosifidis A. Multilinear class-specific discriminant analysis. *Pattern Recognition Letters*, 2017, vol. 100, pp. 131-136. DOI: [10.1016/j.patrec.2017.10.027](https://doi.org/10.1016/j.patrec.2017.10.027)