

УДК 553.982.2

DOI: <https://doi.org/10.26456/2226-7719-2021-1-35-47>

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.А. Тихомирова¹, К.П. Мищенко²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет»,
г. Санкт-Петербург

²ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»,
г. Санкт-Петербург

В современных экономических условиях остро необходима тщательная проработка рисков и неопределенностей различной природы на этапах разведки и разработки месторождений углеводородов. Особенно важны неопределенности параметров, используемых при подсчете запасов. К ним относятся пористость, эффективная толщина пласта, нефтенасыщенность, объемный коэффициент. В статье рассмотрены существующие подходы к оценке неопределенности параметров, входящих в формулу объемного подсчета запасов, а также предложен способ количественной оценки неопределенности для пористости, песчаности и нефтенасыщенности с учетом плотности сетки пробуренных скважин.

Ключевые слова: подсчет запасов, неопределенность, месторождения углеводородов, петрофизические параметры.

Месторождения углеводородов – это сложные геологические системы, сформированные под влиянием многочисленных разнородных факторов, поэтому информацию для оценки их строения и экономической перспективности получают из различных источников: сейсмических и геофизических исследований скважин, исследований керна и шлифов. Измерения, полученные этими методами, существенно различны по своему масштабу, разрешению и погрешности, далее интерпретируются по ряду методик, их взаимозависимости анализируются и используются для распространения свойств по пласту в неопробованных бурением участках. Это приводит к накоплению погрешности и неопределенности, которые в результате приводят к неопределенности величины запасов нефти и газа. В то же время неопределенность – это не статичный параметр, ведь по мере добавления информации при разбуривании и проведении исследований она снижается. В этой связи остается открытым вопрос о количественной оценке неопределенности геологических параметров, участвующих в расчете запасов, поскольку единой методики для ее определения нет. В

© Тихомирова Е.А.,

Мищенко К.П., 2021

работе поставлена цель: предложить оптимальный способ количественного выражения неопределенности параметров, используемых при расчете запасов нефти, и рассмотреть его применение на примере реальных данных для участка нефтяного пласта в Западной Сибири.

Объемный метод является основным для оценки запасов углеводородов. Геологические запасы нефти рассчитываются по следующей формуле:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot h \cdot NTG \cdot \varphi \cdot S_{\text{oil}} \cdot \theta \cdot \rho_{\text{н}}, \quad (1)$$

где S – площадь залежи, тыс. м²;

h – толщина пласта, м;

NTG – Net to gross – коэффициент песчанистости, который показывает долю толщины пласта, сложенную коллектором, д.ед.;

φ – пористость, д.ед.;

S_{oil} – нефтенасыщенность, д.ед.;

θ – пересчетный коэффициент для учета изменения объема нефти после дегазирования, д.ед.;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, т/м³ [8].

Параметры, входящие в формулу, разделяют по источникам данных о них: площадь залежи и толщина пласта – это геометрические характеристики залежи, которые получают по бурению и сейсмическим исследованиям; пористость и нефтенасыщенность – петрофизические параметры, получаемые путем комплексирования информации по керну и геофизическим исследованиям скважин (ГИС); плотность и объемный коэффициент – параметры флюида, получаемые по отобраным пробам; интервалы коллектора определяются по ГИС, однако характер распространения коллектора по латерали обусловлен принятой концепцией геологического строения резервуара. На оценку объема залежи существенно влияет водонефтяной контакт и неопределенность его положения, которое, в свою очередь, определяется по ГИС и капилляриметрическим исследованиям керна.

Объемный метод применяется и для вероятностной оценки запасов. В этом случае задаются дисперсии по подсчетным параметрам, производится многовариантное моделирование, и в результате получают три значения запасов с различными вероятностями – P10, P50 и P90 [4].

Прежде, чем приступить к рассмотрению способов расчета и представления неопределенности, следует привести само понятие и его отличия от понятия риска. Риск – это величина вероятности наступления некоторого неблагоприятного исхода. Можно определить риск как конкретную величину неопределенности, при которой существует возможность убытков, негативных последствий. Неопределенность – это состояние, при котором «истинный» результат неизвестен, то есть,

существует ряд возможностей с соответствующими вероятностями. В качестве примера риска можно привести вероятность наличия непроницаемого разлома. Примером неопределенности может служить диапазон средней величины пористости или проницаемости коллектора. Неопределенность можно снизить, а риск можно только снять. «Риск возникает всегда при конкретном действии системы подготовки и освоения запасов нефти и газа, а неопределенность свойственна не решению о действии, а среде реализации этого решения» [3]. Кроме того, ситуация неопределенности зачастую связана с необходимостью прогнозирования чего-либо, в случае с геологическим объектом возникает схожая проблема распространения свойств в точках, не охваченных опробованием (например, между скважинами). Для геологических параметров неопределенность выражается через интервал их возможных значений.

Рассмотрим статистические параметры, которые используются при оценке неопределенности. Если существует совокупность из N значений переменной ζ , их среднее арифметическое значение – M . Разброс значений величины характеризуется дисперсией σ^2 и стандартным отклонением σ :

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (\zeta_i - M)^2}{N}; \quad (2)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\zeta_i - M)^2}{N}}. \quad (3)$$

Следует отметить, что делитель N используется при большом количестве значений (более 100), тогда как для небольшой выборки в знаменателе ставится разность $(N-1)$ [9]. Стандартное отклонение измеряется в тех же единицах, что и рассматриваемый параметр. Дисперсия и стандартное отклонение показывают величину среднего отклонения значений параметра от его собственного среднего. В то же время, одно и то же отклонение может быть более или менее существенным в зависимости от величины среднего, поэтому также используется коэффициент вариации C_V :

$$C_V = \frac{\sigma}{M}. \quad (4)$$

Неопределенность через зависимости параметров. Неопределенность отдельных параметров возможно анализировать детально, опираясь на входные данные для их определения. В статье группы авторов научно-исследовательского центра «Газпромнефть» оценивалась неопределенность коэффициента песчаности через граничную величину проницаемости [2]. Поскольку в карбонатных резервуарах не всегда возможно выделение коллектора по прямым признакам в данных ГИС, для этой цели используются количественные критерии, определяемые по петрофизическим зависимостям параметров. В рассмотренном примере для Балейкинского месторождения общая

пористость сопоставлялась с динамической пористостью и проницаемостью по газу для определения граничной пористости коллектора. При сопоставлении результатов ГИС и промыслово-геофизических исследований выяснилось, что не все выделенные интервалы коллектора работают. При сопоставлении общей и динамической пористости на кросс-плоте была выявлена погрешность $\pm 1,1$ % для граничной пористости 3,3 %, что несущественно повлияло на оценку песчаности. При сопоставлении общей пористости и проницаемости был принят во внимание диапазон возможных граничных значений пористости коллектора, соответствующих проницаемости $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Из этого диапазона была выбрана граничная величина пористости, которая наилучшим образом соответствовала результатам промыслово-геофизических исследований.

Этот метод детально рассматривает неопределенность подсчетного параметра, возможно использование подобного подхода для оценки коридора неопределенности пористости и нефтенасыщенности. Однако петрофизические методы исследования и определения взаимных связей параметров многочисленны и индивидуальны для различных литолого-фациальных условий, поэтому такой подход используется для решения частных вопросов.

Классический способ оценки неопределенности. В работах коллективов научно-исследовательских институтов нефтедобывающих компаний подробно описаны практические примеры применения классического способа для оценки неопределенности геологических параметров подсчета запасов для целей разработки Ванкорского нефтегазового и Нивагальского нефтяного месторождений [5, 7]. В общем случае для оценки неопределенности всех параметров применяется следующий подход: определяется стандартное отклонение параметра по всем скважинам (поверхность или константа), затем оно добавляется к базовому распределению свойства по пласту (вариант P50 – распределение параметра с вероятностью 50%) с помощью построенной стохастической поверхности ошибок с нормальным распределением, средним в нуле и дисперсией, равной единице. Поверхность ошибок получена с помощью алгоритма Sequential Gaussian Simulation, в точках скважины стандартное отклонение принимают равным нулю. Таким образом, одна из возможных реализаций S_r распределения свойства рассчитывается по формуле:

$$S_r = S_{basic\ case} + \sigma \cdot U_{SGS}, \quad (5)$$

где $S_{basic\ case}$ – базовый вариант распределения;

U_{SGS} - стохастическая поверхность ошибок.

Стандартное отклонение по параметрам определяется различными путями. Для определения неопределенности структурных поверхностей пласта рассматривались различия значений отбивок по

скважинам и сейсмической поверхности по кровле и подошве пласта. Отклонение от среднего для пористости выбиралось на основе распределения пористости по скважинам, полученной по ГИС и увязанной с керновыми данными. Отклонения по нефтенасыщенности и NTG определялись по гистограммам этих параметров, исходя из наибольшей плотности распределения и соответствующих ей интервалов. Разброс по свойствам нефти учитывался по распределению значений по всем имеющимся пробам. Неопределенность положения внутреннего и внешнего водонефтяных контактов (ВНК) рассматривалась через распределение всех возможных контуров водонефтяного контакта с учетом разброса отметок ВНК по скважинам и структурной неопределенности кровли и подошвы пласта.

Ключевой и весьма значительный недостаток этого метода заключается в том, что при добавлении новой информации неопределенность в том смысле, в котором ее закладывают, в идеальном случае должна снижаться. Однако стандартное отклонение, задаваемое через погрешность метода определения параметра не будет изменяться; если рассчитывать стандартное отклонение для параметра в каждой отдельной скважине, то в новых скважинах оно может быть больше, меньше или таким же, как в ранее пробуренных скважинах, или вообще равным нулю, если в скважине выдерживается одно и то же значение пористости по всей толщине. Из этого следует, что в приведенном способе неопределенность снижается только за счет нулевого значения отклонения в самой скважине. В таком случае принципиально важно корректно задавать ранг вариограммы ошибок, который не совпадает с рангом для самого свойства и в данной работе выбирается экспертным путем исходя из разрешения сейсмических исследований и литолого-фациальных условий.

Можно выделить достоинства и недостатки метода расчета неопределенности через стандартное отклонение:

1) стандартное отклонение характеризует изменчивость среды, так как оно будет больше при значительном разбросе значений параметра. То есть, в пласте с невысокой изменчивостью уверенность при распространении свойств по пласту выше. В то же время незначительный разброс по свойству в скважине не дает основания делать вывод о низкой неопределенности, если скважин пробурено еще мало, и между ними большое расстояние.

2) стандартное отклонение не позволяет показать увеличение уверенности при поступлении дополнительной информации о параметрах геологической среды. Очевидно, что неопределенность существенно снижается при бурении новых скважин и проведении дополнительных исследований.

Энтропия Шеннона для оценки неопределенности. В начале прошлого века Клодом Шенноном была предложена мера неопределенности информации, названная информационной энтропией [12]. Это непрерывная величина, характеризующая дискретную переменную, определяемая по формуле:

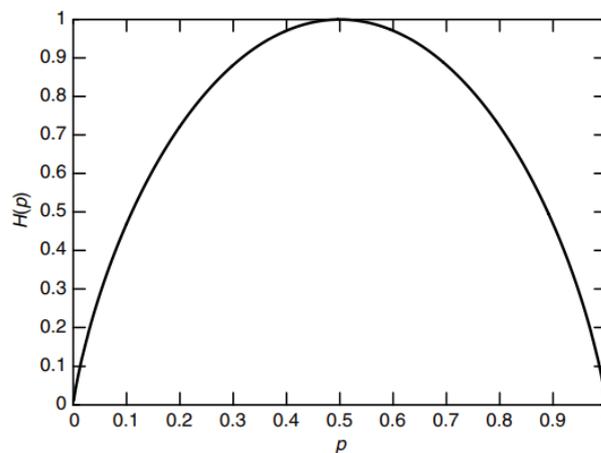
$$H(X) = -\sum_{x \in X} p(x) \cdot \log_2 p(x), \quad (6)$$

где X – множество значений переменной x ;

$p(x)$ – вероятность появления значения x .

Информационная энтропия не зависит от значения переменной, а зависит только от вероятности. Основание логарифма 2 позволяет измерять эту величину в битах, также можно использовать и другие основания, например, натуральный логарифм, однако в таком случае единицами измерения будут нат, трит или хартли [10, 11].

Наибольшее значение информационной энтропии соответствует ситуации, при которой вероятности всех исходов равны (рис. 1).



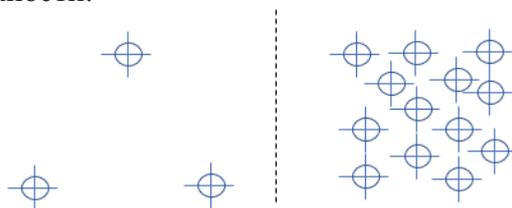
Р и с. 1. Взаимосвязь информационной энтропии $H(p)$ и вероятности p (Cover, 1999)

В работе Н.В.Клименко [1] информационная энтропия использована в качестве меры прироста информации при бурении скважин в резервуарах различной геологической сложности. Расчет кубов энтропии производился в среде геологического моделирования Petrel (Schlumberger) по 101 реализации распределения фаций коллектора и неколлектора на синтетических моделях. Вероятность присутствия коллектора или неколлектора в ячейке определялась как сумма исходов всех реализаций, отнесенная к количеству реализаций.

Этот метод позволяет наглядно показать динамику снижения неопределенности при добавлении информации о системе. Однако для пористости и насыщения он усложняется из-за большого количества

возможных значений (или исходов) и расчета соответствующих им вероятностей.

Предложенный коэффициент для количественной оценки неопределенности. Рассмотрим два предельных варианта, схематично описывающих состояние месторождения: 1) небольшое количество скважин на значительном расстоянии (стадия разведки), изменчивость толщин и фильтрационно-емкостных свойств низкая; 2) большое количество скважин на коротком расстоянии (стадия разработки), но высокая изменчивость (рис. 2). В первом случае неопределенность обусловлена недостатком информации, а во втором – её характером, следовательно, для оценки каждой из этих составляющих необходим отдельный подход [13]. В третьем случае (максимально неопределенном) возможно совмещение двух повышающих неопределенность факторов: начальных этапов разбуривания месторождения и высокой геологической сложности.



Р и с. 2. Предельные случаи состояния изученности месторождения

Методика, опирающаяся на стандартное отклонение параметра, наиболее приемлема в случае 2, но для случаев 1 и 3 следует определить другую характеристику для учета недостатка информации и расстояния между точками наблюдения.

Для количественного выражения неопределенности через изменчивость параметров геологической среды с учетом количества пробуренных скважин и расстояния между ними предлагается использовать стандартное отклонение по всем скважинам на участке, умноженное на плотность сетки пробуренных скважин на нем:

$$STD' = STD \cdot \frac{S}{N}, \quad (7)$$

где STD – стандартное отклонение, рассчитанное по всем скважинам на участке для одного оцениваемого параметра;

N – количество пробуренных скважин на участке месторождения;

S – площадь участка, км².

При необходимости сравнения динамики неопределенности разных параметров между собой, можно использовать вместо стандартного отклонения коэффициент вариации:

$$CV = \frac{STD}{M}; \quad (8)$$

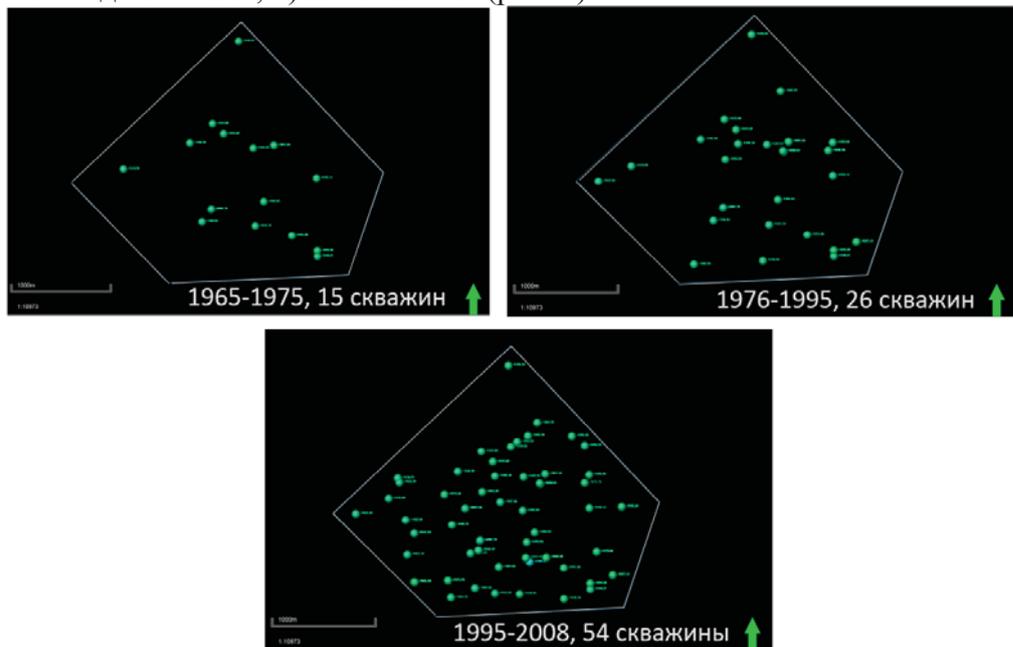
$$CV' = CV \cdot \frac{S}{N}, \quad (9)$$

где M – среднее значение параметра по всем скважинам.

В этом случае получаем единицы измерения $\% \cdot \text{км}^2$, тогда как единицы измерения стандартного отклонения такие же, как у анализируемого параметра, что больше подходит для сравнения динамики снижения неопределенности или площадей по одному параметру.

Рассмотрим применение этого подхода на реальных данных. Для анализа был взят участок площадью 3 на 3 км крупного нефтяного месторождения Z в Западной Сибири, а именно использовались результаты интерпретации геофизических исследований по 54 скважинам и история их ввода в эксплуатацию. Рассматриваемый нефтяной пласт БС1 относится к нижнемеловой системе, он представлен песчаником, сформировавшимся в мелководно-морских условиях, и отличается высокими фильтрационно-емкостными свойствами (средняя пористость по фации коллектора 26%). Залежь антиклинальная, свойства хорошо выдержаны по площади, осложнений в виде разломов и литологических замещений нет.

Поскольку разработка месторождения идет с 1965 г., скважины были сгруппированы в три набора: 1) пробуренные до 1975 г.; 2) в период с 1976 до 1995 г.г.; 3) после 1995г. (рис. 3).



Р и с. 3. Полигон по отбивкам скважин, отбивки соответственно 1, 1+2, 1+2+3 групп скважин

Соответственно рассматривались три состояния разбуривания месторождения (рис.3): 1) скважины 1 группы; 2) скважины 1 и 2 групп; 3) скважины 1, 2 и 3 групп. Доступные для анализа данные включают кривую пористости, литологии и нефтенасыщенности (также доступные в виде общей таблицы Excel), а также инклинометрии и отбивки по пласту. Инклинометрии и отбивки скважин были загружены в среду моделирования Petrel (Schlumberger), по отбивкам скважин был создан полигон, рассчитана его площадь. Для упрощения для трех групп скважин использовался один и тот же полигон.

Расчеты стандартного отклонения, среднего и коэффициентов вариации для пористости, нефтенасыщенности и коэффициента песчаности производились в табличном процессоре Microsoft Excel. Полученные результаты приведены в табл. и на рис. 4.

На полученных графиках видно, что неопределенность по всем трем параметрам снижается примерно в 3 раза, точные значения - 3,25 для пористости, 3,1 для нефтенасыщенности и 2,84 для песчаности. Зависимости близки к логарифмическим функциям. Можно отметить, что наибольший коэффициент вариации получен для параметра песчаности, а наименьший – для пористости.

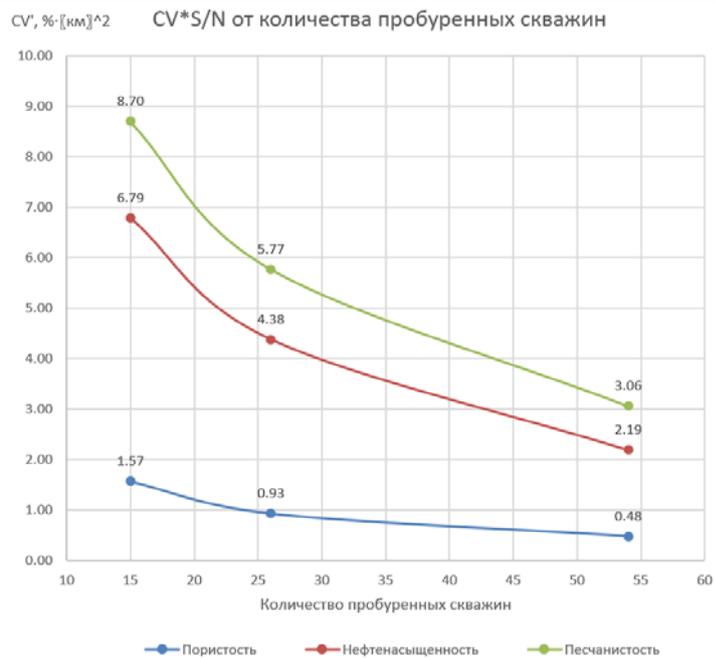
Если анализировать описанные зависимости для геологических обстановок с различными седиментационными условиями и геологической сложностью, можно получить типовые зависимости снижения неопределенности при бурении новых скважин. Предложенная характеристика CV' может использоваться для сравнения участков месторождения по параметру неопределенности какого-либо из параметров подсчета запасов.

Таким образом, в результате проведенного исследования в качестве оптимального параметра для количественной оценки неопределенности пористости, нефтенасыщенности и коэффициента песчаности с учетом плотности сетки пробуренных скважин предложен коэффициент вариации параметра, умноженный на плотность сетки. Он позволяет сравнивать между собой различные участки месторождения по неопределенности отдельных параметров, выявлять, какой параметр связан с наибольшей неопределенностью, а также проследивать динамику снижения неопределенности по мере бурения скважин. В результате расчета предложенного коэффициента для реальных данных участка нефтяного месторождения в Западной Сибири получены зависимости неопределенности пористости, нефтенасыщенности и песчаности для трех этапов разбуривания месторождения. Полученные графики по характеру близки к логарифмическим зависимостям.

Таблица

Результаты расчета неопределенности для пористости, насыщенности и песчанистости

15 скважин, 1965-1975г.г.						
Параметр	STD	N	S, м ²	STD'	M	CV'
Пористость, %	1.28	15	4.886	0.42	26.62	1.57
Нефтенасыщенность, %	14.61	15	4.886	4.76	70.12	6.79
Песчанистость, д.ед.	0.22	15	4.886	0.07	0.81	8.70
26 скважин, 1976-1995г.г.						
Параметр	STD	N	S, м ²	STD'	M	CV'
Пористость, %	1.29	26	4.886	0.24	25.95	0.93
Нефтенасыщенность, %	16.30	26	4.886	3.06	69.87	4.38
Песчанистость, д.ед.	0.25	26	4.886	0.05	0.81	5.77
54 скважины, 1996-2008г.г.						
Параметр	STD	N	S, м ²	STD'	M	CV'
Пористость, %	1.42	54	4.886	0.13	26.44	0.48
Нефтенасыщенность, %	16.56	54	4.886	1.50	68.37	2.19
Песчанистость, д.ед.	0.26	54	4.886	0.02	0.77	3.06



Р и с. 4. Зависимости неопределенности пористости, нефтенасыщенности и песчанистости от количества пробуренных скважин

Наибольшая неопределенность получена для песчаности, наименьшая – для пористости; в результате увеличения количества пробуренных скважин с 15 до 54 неопределенность для всех рассмотренных параметров снижается примерно в 3 раза, наибольшее снижение достигнуто для пористости (3,25), наименьшее – для песчаности (2,84).

Список литературы

1. Клименко Н. В. Определение сложности месторождения для оценки начальных геологических запасов (СТОIP) в зависимости от обстановки осадконакопления: магистер. дисс. Томский политехнический университет. Томск, 2019.
2. Клятышева Л. Р., Стремичев Е. В., Ильина М. Г. Изучение неопределенности оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и анализ ее влияния на подсчетные параметры залежей Балейкинского месторождения //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2018. №. 3. С. 24–27.
3. Краснов О. С. Теория и практика вероятностной оценки геологических рисков и неопределенности при подготовке запасов нефти и газа //Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4. №. 1. С. 1–6.
4. Малышев В. В., Пиявский Б. С., Пиявский С. А. Метод принятия решений в условиях многообразия способов учета неопределенности //Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. 2010. №. 1. С. 46–61.
5. Сенцов А. Ю. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ 1–2 Нивагальского месторождения) //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. №. 10. С. 50–58.
6. Тюкавкина О. В., Журавлева А. А., Евпак Т. Ф. Генезис и литолого-фациальные особенности нижнемеловых отложений Восточно-Сургутской террасы // В журнале представлены материалы. 2012. С. 103.
7. Черкас Е. О., Антоненко Д. А., Ставинский П. В. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) //Геология и разработка месторождений. 2008. №. 3.
8. Ядрышникова О. А., Алтунин А. Е. Комплекс программ для оценки запасов углеводородов и подсчетных параметров в условиях неопределенности //Вестник Тюменского государственного

- университета: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018.
9. Berger J. O., Smith L. A. On the statistical formalism of uncertainty quantification //Annual review of statistics and its application. 2019. Т. 6. С. 433-460.
 10. Cover T. M. Elements of information theory. – John Wiley & Sons, 1999.
 11. Wellmann, J. Florian, and Klaus Regenauer-Lieb. «Uncertainties Have a Meaning: Information Entropy as a Quality Measure for 3-D Geological Models.» Tectonophysics, vol. 526-529, 2012, pp. 207–216., doi:10.1016/j.tecto.2011.05.001.
 12. Shannon, C. E. «A Mathematical Theory of Communication.» Bell System Technical Journal, vol. 27, no. 3, 1948, pp. 379–423., doi:10.1002/j.1538-7305.1948.tb01338.x. 100.
 13. Uncertainty in Deep Learning. How To Measure? Towards data science: URL: <https://towardsdatascience.com/my-deep-learning-model-says-sorry-i-dont-know-the-answer-that-s-absolutely-ok-50ffa562cb0b>

UNCERTAINTY ASSESSMENT FOR HYDROCARBON RESERVES VOLUMETRIC CALCULATION

Е.А. Tikhomirova¹, К.Р. Mishchenko²

¹Saint-Petersburg mining university, Saint-Petersburg

²Saint-Petersburg state university, Saint-Petersburg

In the current economic conditions, there is an urgent need for a thorough study of risks and uncertainties of various nature at the stages of exploration and development of hydrocarbon deposits. Uncertainties of the parameters used in reserves calculation are especially important. These include porosity, effective reservoir thickness, oil saturation, and volumetric ratio. The article discusses the existing approaches to assessing the uncertainty of the parameters included in the formula for the volumetric calculation of reserves, and also proposes a method for quantifying the uncertainty for porosity, net-gross content and oil saturation, taking into account the density of the grid of drilled wells.

Keywords reserves calculation, uncertainty, hydrocarbon deposits, petrophysical parameters.

Об авторах:

ТИХОМИРОВА Елизавета Алексеевна – магистрант Института наук о Земле Санкт-Петербургского государственного университета. Направление: нефтегазовое дело. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. (199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 22 линия д.7). e-mail: telizabet74@gmail.com.

МИЩЕНКО Кирилл Павлович – магистрант нефтегазового факультета Санкт-Петербургского горного университета. Направление: нефтегазовое дело. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. (199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия д.2). e-mail: kirill210399@mail.ru.