

Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей

В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев*
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Определение текущего пластового давления в зонах отбора нефтедобывающих скважин является актуальной задачей мониторинга разработки месторождения. Основным способом его определения являются гидродинамические исследования при неустановившихся режимах. При этом процесс восстановления забойного давления до величины пластового часто продолжается значительный период времени, что приводит к длительным простоям фонда и существенным недоборам в добыче нефти. Кроме этого представляется достаточно сложным выполнять сравнения пластовых давлений между собой в скважинах ввиду разновременности проведения исследований, поскольку одновременно остановить весь фонд для замера пластового давления в условиях промысла невозможно. В статье предлагается новый способ определения текущего пластового давления в зонах отбора, основанный на построении многомерных математических моделей по данным геолого-технологических показателей разработки. В качестве исходных данных использованы значения пластового давления, определенные при обработке материалов гидродинамических исследований скважин, а также набор геолого-технологических показателей, вероятно, влияющих на его величину (начальное пластовое давление для каждой скважины, продолжительность ее эксплуатации на момент исследования, дебит жидкости, забойное давление, начальная и текущая проницаемость коллектора в зоне дренирования, газовый фактор, накопленные значения добычи нефти, жидкости и воды, а также скин-фактор). В ходе проведения исследований использованы несколько вариантов статистического моделирования, в процессе которых установлены индивидуальные для объекта разработки закономерности поведения пластового давления в процессе выработки запасов. Полученные модели характеризуются высокой степенью достоверности и позволяют определять искомую величину с ошибкой не более, чем 1,0 МПа.

Ключевые слова: статистический анализ, гидродинамические исследования скважин, уровень значимости, эксплуатация скважин, проницаемость пласта, текущее пластовое давление

Для цитирования: Галкин В.И., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. (2021). Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей. *Георесурсы*, 23(3), с. 73–82. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.10>

Введение

Для эффективного мониторинга разработки нефтяных месторождений важнейшим показателем, за которым необходимо вести постоянный контроль и который характеризует энергетику залежи, является пластовое давление (Драгунов и др., 2017; Olalere Oloruntobi et al., 2019; Карманский и др., 2020; Saeed Rafieepour et al., 2020). В практике нефтепромыслового дела для определения пластового давления часто используют результаты гидродинамических исследований (ГДИ) скважин. При проведении ГДИ необходимо добывающие скважины останавливать на определенное время, в некоторых случаях на весьма продолжительное, что впоследствии сопровождается недоборами нефти, это является главным недостатком данного способа (Пономарева и др., 2016; Давыдова и др., 2018; Давыдова и др., 2019; Мартюшев и др., 2019). В настоящее время, особенно при исследовании низкодебитных скважин,

крайне редко имеет место полное восстановление давления на забое скважины до величины пластового. Однако в РД-153-39.0-109-01¹ в п.10.2 предписывается именно замер пластового давления, что может быть выполнено только при полном восстановлении забойного в остановленной скважине. Следует отметить, что на практике требование РД по замеру пластового давления никогда не выполняется в виду множества промысловых причин, в том числе, как уже было описано, колоссального времени, требуемого для восстановления забойного давления до пластового, а также постоянно действующего, но переменного влияния на давление работы окружающих скважин. Также важным моментом является то, что одновременно остановить весь фонд добывающих скважин для замера пластового давления представляется невозможным и следовательно выполнить сравнение пластовых давлений между собой ввиду разного времени проведения исследований является достаточно сложным.

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevdi@inbox.ru

© 2021 Коллектив авторов

¹Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД-153-39.0-109-01. 2002 г.

Проведенный анализ зарубежной и отечественной научной литературы позволил выделить три группы для оценки пластового давления. Первая группа – метод интерполяции замеров пластовых давлений. Главный недостаток данного метода – это существенная погрешность, которая возникает из-за того, что замеры пластовых давлений проведены в различных временных промежутках (Escobar et al., 2007; Vaferi et al., 2015; Елесин и др., 2018). Вторая группа – использование принципа суперпозиции с использованием данных эксплуатации добывающих скважин (Ahmadi, 2017; Дягилев и др., 2019). Существенная погрешность в расчетах при использовании данного метода возникает на объектах, которые характеризуются значительной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Третья группа – использование современных геолого-гидродинамических моделей (Абросимов и др., 2018; Salam Al-Rbeawi et al., 2018). Недостатком данного метода является трудоемкость создания и адаптация геолого-гидродинамических моделей залежей.

Можно выделить также и другие методы оценки пластового давления, например, в статье (Escobar et al., 2007) для определения среднего пластового давления по залежи авторы предлагают использовать метод прямого синтеза Тиба (TDS – Tiab Direct Synthesis), но данный метод позволяет оценить только среднее давление по залежи, а не конкретно для каждой скважины.

Наиболее точный метод описан в статье (Akinbinu, 2010), в которой автор использует корреляционный анализ в сочетании со ступенчатой множественной регрессионной статистической техникой для определения градиента трещины, порового давления и истинной вертикальной глубины поля, определяемых данными нефтегазообразования, для исследования корреляции, существующей между этими свойствами. Но данным математическим анализом автор не оценивает текущее пластовое давление, а его изменение после проведения гидравлического разрыва пласта.

Таким образом, исходя из проведенного анализа отечественной и зарубежной научной литературы установлено, что задача определения пластового давления в процессе эксплуатации скважин остается актуальной и на сегодняшний день (Childers et al., 2020; Nur Wijaya et al., 2020).

Авторами в статье для оценки пластового давления предлагается использовать косвенные методы – методы математической статистики. Ниже приводится разработанный способ определения пластового давления (текущего).

Материалы и методы

Предложенная методика разрабатывалась на основе данных эксплуатации добывающих скважин месторождения им. Сухарева. Для данного месторождения характерно наличие значительного количества остаточных запасов и значительного опыта проведения гидродинамических исследований с определением пластового давления.

Месторождение им. Сухарева расположено в северной части Пермского края. Промышленная добыча нефти осуществляется из трех объектов: карбонатных отложений C_{2b} (Бш) и D_{3fm} (Фм), терригенных отложений C_{2v} (Бб). Краткая геолого-физическая характеристика объектов приведена в таблице 1.

Основная идея исследования заключается в следующем: по всем скважинам месторождения собраны данные о фактических пластовых давлениях, которые измерены при проведении гидродинамических исследований. Также по этим скважинам собран многочисленный геолого-промысловый материал – значения показателей, которые характеризуют работу скважин в периоды проведения этих исследований.

На начальном этапе выполняется корреляционный анализ, который позволяет определить, какие показатели оказывают значимое влияние на величину пластового давления (Расторгуев, 2019). Далее, используя пошаговый регрессионный анализ, строятся многомерные модели прогноза пластового давления (Кочнев и др., 2018; Галкин и др., 2019; Вирстюк и др., 2020).

Для разработки методики прогнозирования пластового давления использовались следующие промысловые параметры:

- текущее пластовое давление, определенное при проведении ГДИ ($P_{пл}^T$, МПа) – прогнозируемая величина;
- пластовое давление начальное (определяется по первому ГДИ скважины) ($P_{пл}^H$, МПа);
- продолжительность эксплуатации скважины после ввода из бурения (Т, сут);
- текущие дебиты жидкости ($Q_{ж}$, м³/сут) и нефти ($Q_{н}$, т/сут);
- забойное давление (текущее) ($P_{заб}$, МПа);
- начальная проницаемость, определяемая по первому ГДИ скважины ($K_{прон}^H$, мД);
- текущая проницаемость ($K_{прон}^T$, мД);
- состояние призабойной зоны (скин-фактор) (S, отн. величина);
- добыча нефти (накопленная) ($Q_{н}^H$, т);
- добыча жидкости (накопленная) ($Q_{ж}^H$, м³);
- добыча воды (накопленная) ($Q_{в}^H$, т);
- газовый фактор ($\Gamma_{ф}$, м³/т).

За изучаемый период на скважинах месторождения им. Сухарева проведено 185 гидродинамических исследований с определением пластового давления, поэтому для анализа использованы 185 значений каждого из 12-ти перечисленных показателей.

Как было отмечено ранее, при построении моделей использован пошаговый регрессионный анализ (ПРА). В качестве зависимого признака выступает $P_{пл}^T$, а в качестве независимых факторов – значения $P_{пл}^H$, Т, $Q_{ж}$, $Q_{н}$, $P_{заб}$, $K_{прон}^H$, $K_{прон}^T$, S, $Q_{н}^H$, $Q_{ж}^H$, $Q_{в}^H$ и $\Gamma_{ф}$. Следует отметить, что

№ пп	Показатель	Значение для залежи		
		D _{3fm}	C _{2v}	C _{2b}
1	Глубина залегания, м	2472,9	2449,9	2056,2
2	Вязкость нефти в пл. усл., мПа·с	2,46	2,53	17,5
3	Газосодержание нефти, м ³ /т	68,1	66,5	21,3
4	Начальное пластовое давление, МПа	21,46	19,83	18,46
5	Давление насыщения нефти газом, МПа	11,98	12,88	10,14

Табл. 1. Краткая геолого-физическая характеристика нефтяных залежей месторождения им. Сухарева

теория построения многомерных статистических моделей подразумевает использование в качестве исходных данных независимых друг от друга параметров. В данном же случае указанное требование не может быть выполнено в полной мере, поскольку на этапе планирования исследования перечень тех параметров, которые будут включены в модель, неизвестен. Кроме того, практически все параметры, характеризующие процессы разработки и эксплуатации нефтяных залежей, являются в той или иной мере зависимыми друг от друга, поскольку описывают разные составляющие единой гидродинамической системы «пласт – скважина».

Также необходимо отметить, что в перечень входных показателей не включены параметры, характеризующие наличие соседних скважин, их назначение и особенности эксплуатации. В настоящее время нет однозначного варианта учета работы элемента системы разработки, не нагружающего и не усложняющего разработанную модель, исследования в этом направлении только ведутся. Однако, вероятно, если окружающие скважины влияют на работу скважины – объекта исследований, это должно отразиться на величинах ее показателей эксплуатации (так называемое явление интерференции скважин), то есть косвенным образом это влияние в модели учитывается.

Выбор статистического моделирования как инструмента обусловлен тем, что именно многомерная модель (множественная регрессия) позволяет учесть совокупное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную (Aaditya Khanal et al., 2017; Черных и др., 2017; Галкин и др., 2019). А полученное в результате моделирования уравнение множественной регрессии может быть использовано в качестве математической основы методики определения пластового давления без остановки скважины на исследование.

Стоит отметить, что при построении моделей использовалась убывающая выборка. Все исходные данные ранжировались по величине пластового давления от максимального до минимального с целью воспроизведения его поведения в процессе выработки запасов.

Для каждой из построенных моделей рассчитаны статистические характеристики, по которым можно оценить ее достоверность: коэффициент множественной корреляции (детерминации) R и уровень его значимости p , а также стандартная ошибка расчетов S_0 . Пошаговый способ построения моделей позволяет проанализировать эффективность моделирования на всех диапазонах пластового давления. С этой целью для каждой из промежуточных моделей рассчитан коэффициент R , после чего построены графики, отражающие его поведение в зависимости от величины пластового давления. Наличие на графике каких-либо выделяющихся областей со своим характерным поведением R свидетельствует об особой закономерности поведения пластового давления в этом диапазоне и является математическим основанием разделения всей исследуемой выборки на отдельные части.

Также для каждой модели выполнен анализ того, какие параметры в ней использованы и каков порядковый номер их включения. Стоит отметить, что факторы, которые расположены на первых местах, оказывают преобладающее влияние на прогнозную величину. Данный анализ позволит установить, какие факторы оказывают

наибольшее влияние и управляют величиной пластового давления в условиях рассматриваемого месторождения. Также представляется возможным построить модель, которая будет включать в качестве исходных данных не все используемые параметры, а только те, которые оказывают наибольшее влияние на величину пластового давления. Очевидно, что данная модель будет иметь гораздо более простой вид. Более простые уравнения легче использовать для экспресс-оценки прогнозируемого параметра (пластового давления).

Построение моделей выполняется с использованием многоуровневого подхода, в соответствии с которым используется разная дифференциация объектов исследования:

- первый уровень – все залежи обобщенно;
- второй уровень – дифференцированно для каждой залежи;
- третий уровень – комплексное использование разработанных ранее моделей.

Предполагается, что именно многоуровневый подход позволит наиболее детально проанализировать индивидуальные для месторождения закономерности поведения пластового давления и получить наиболее работоспособные математические модели его определения (прогноза).

Для демонстрации практического применения разработанной методики, основанной на использовании многомерных моделей, а также для оценки достоверности ее результатов, использована контрольная выборка. С этой целью собраны все материалы по скважинам, на которых в период после построения многомерных моделей проведены гидродинамические исследования с определением фактических пластовых давлений. Эти материалы не были использованы в качестве исходных данных. По комплексу промысловых данных рассчитаны значения пластовых давлений по разработанной методике, которые далее сравнивались с фактическими пластовыми давлениями, полученными при проведении на скважинах гидродинамических исследований.

Результаты исследования корреляционных связей

Результаты исследования корреляционных связей между изучаемыми параметрами представлены в виде корреляционной матрицы (табл. 2).

Далее представлены результаты построения и анализа моделей для трех уровней, выделенных ранее.

Первый уровень моделирования

В рамках первого уровня моделирования построена многомерная модель, имеющая следующий вид:

$$P_{пл}^{VI} = 3,858 + 0,4977P_{пл}^H - 0,0037T + 0,3096P_{заб} + 0,0001Q_{в}^H - 0,0006K_{прон}^T + 0,0216S + 0,00001Q_{н}^H; \quad (1)$$

при $R = 0,892$, $p < 0,0000$, стандартная ошибка $S_0 = 1,38$ МПа.

Диапазоны применимости данной модели отражены в таблице 3.

Информация о перечне используемых во всех, в том числе промежуточных, моделях показателей и о порядке их включения в модель представлена в виде диаграмм (рис. 1).

Поведение коэффициента детерминации R на разных диапазонах пластового давления представлено на диаграмме (рис. 2).

Для оценки достоверности моделирования первого уровня выполнены вычисления пластовых давлений по формуле (1), которые сопоставлены с фактическими данными (рис. 3).

Так как чаще других при построении моделей использовались такие параметры, как продолжительность работы скважины T и начальное пластовое давление в зоне ее отбора P_{пл}^H, для экспресс-оценки прогнозируемой величины

построена модель, в которой в качестве исходных данных используется только эти два параметра:

$$P_{пл}^{y_{1-1}} = 1,824 + 0,9591P_{пл}^H - 0,0016T + 0,005(P_{пл}^H)^2 - 0,0003(P_{пл}^H * T) + 0,00000189(T)^2; \quad (2)$$

при R = 0,861, p < 0,0000, S₀ = 1,45 МПа.

Представленная формула используется при значениях P_{пл}^H – от 8,5 до 15,291 МПа; T – от 0 до 1842,2 суток.

	P _{пл} ^T , МПа	P _{пл} ^H , МПа	T, сут	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	P _{заб} , МПа	K _{прон} ^H , мД	K _{прон} ^T , мД	S, отн.ед.	Q _н ^H , т	Q _ж ^H , м ³	Q _в ^H , т	Γ _ф , м ³ /т
P _{пл} ^T , МПа	<u>1,00**</u>	<u>0,64*</u>	<u>-0,32*</u>	<u>0,46*</u>	<u>0,53*</u>	<u>0,62*</u>	<u>-0,24*</u>	<u>-0,08</u>	<u>0,17</u>	<u>-0,08</u>	<u>-0,05</u>	<u>0,12</u>	<u>0,07</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,67*</u>	<u>-0,39*</u>	<u>0,72*</u>	<u>0,64*</u>	<u>0,74*</u>	<u>0,07</u>	<u>0,08</u>	<u>0,37*</u>	<u>-0,05</u>	<u>-0,03</u>	<u>0,10</u>	<u>0,30*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,55*</u>	<u>-0,44*</u>	<u>0,15</u>	<u>0,15</u>	<u>0,27*</u>	<u>-0,33*</u>	<u>-0,29</u>	<u>0,18</u>	<u>0,16</u>	<u>0,15</u>	<u>0,05</u>	<u>-0,39*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,41*</u>	<u>-0,27</u>	<u>0,01</u>	<u>-0,05</u>	<u>0,12</u>	<u>-0,40*</u>	<u>-0,52*</u>	<u>-0,04</u>	<u>-0,24</u>	<u>-0,22</u>	<u>0,10</u>	<u>-0,41*</u>
P _{пл} ^H , МПа	<u>1,00</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,35*</u>	<u>0,40*</u>	<u>0,19</u>	<u>-0,45*</u>	<u>-0,23*</u>	<u>0,20*</u>	<u>0,51*</u>	<u>0,51*</u>	<u>0,22*</u>	<u>0,19</u>	<u>0,46*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,28*</u>	<u>0,62*</u>	<u>0,56*</u>	<u>0,27*</u>	<u>-0,20</u>	<u>-0,08</u>	<u>0,17</u>	<u>0,60*</u>	<u>0,59*</u>	<u>0,23*</u>	<u>0,23*</u>	<u>0,46*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,19</u>	<u>-0,22</u>	<u>-0,22</u>	<u>-0,19</u>	<u>-0,49*</u>	<u>-0,29*</u>	<u>0,52*</u>	<u>0,16</u>	<u>0,15</u>	<u>0,05</u>	<u>-0,29*</u>	<u>-0,11</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,75*</u>	<u>0,71*</u>	<u>0,29*</u>	<u>-0,60*</u>	<u>-0,31</u>	<u>-0,07</u>	<u>0,58*</u>	<u>0,57*</u>	<u>-0,09</u>	<u>-0,11</u>	<u>-0,11</u>
T, сут	<u>1,00</u>	<u>-0,17*</u>	<u>-0,16*</u>	<u>-0,46*</u>	<u>-0,13</u>	<u>-0,13</u>	<u>-0,05</u>	<u>0,90*</u>	<u>0,90*</u>	<u>0,36*</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>
	<u>1,00</u>	<u>-0,26*</u>	<u>-0,28*</u>	<u>-0,65*</u>	<u>-0,19</u>	<u>-0,18</u>	<u>-0,27*</u>	<u>0,87*</u>	<u>0,87*</u>	<u>0,36*</u>	<u>0,36*</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>
	<u>1,00</u>	<u>-0,17</u>	<u>-0,17</u>	<u>-0,26*</u>	<u>0,04</u>	<u>-0,01</u>	<u>0,20</u>	<u>0,94*</u>	<u>0,94*</u>	<u>0,82*</u>	<u>0,40*</u>	<u>0,40*</u>	<u>0,40*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,22</u>	<u>0,22</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,30</u>	<u>0,01</u>	<u>-0,19</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,94*</u>	<u>0,42*</u>	<u>0,33*</u>	<u>0,33*</u>	<u>0,33*</u>
Q _ж , м ³ /сут	<u>1,00</u>	<u>0,96*</u>	<u>0,59*</u>	<u>0,08</u>	<u>0,16</u>	<u>-0,01</u>	<u>0,16</u>	<u>0,15</u>	<u>0,16</u>	<u>0,15</u>	<u>-0,02</u>	<u>0,24*</u>	<u>0,24*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,95*</u>	<u>0,62*</u>	<u>0,06</u>	<u>0,11</u>	<u>0,15</u>	<u>0,11</u>	<u>0,10</u>	<u>0,11</u>	<u>0,10</u>	<u>0,01</u>	<u>0,55*</u>	<u>0,55*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,56*</u>	<u>0,44*</u>	<u>0,40*</u>	<u>-0,10</u>	<u>0,04</u>	<u>0,04</u>	<u>0,04</u>	<u>0,04</u>	<u>0,09</u>	<u>0,03</u>	<u>0,03</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,42*</u>	<u>-0,40*</u>	<u>0,02</u>	<u>-0,21</u>	<u>0,54*</u>	<u>0,47*</u>	<u>-0,21</u>	<u>0,54*</u>	<u>-0,56*</u>	<u>0,09</u>	<u>0,09</u>
Q _н , т/сут	<u>1,00</u>	<u>0,57*</u>	<u>0,10</u>	<u>0,18</u>	<u>0,02</u>	<u>0,14</u>	<u>0,10</u>	<u>-0,21*</u>	<u>0,14</u>	<u>0,10</u>	<u>-0,21*</u>	<u>0,22*</u>	<u>0,22*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,59*</u>	<u>-0,01</u>	<u>0,11</u>	<u>0,15</u>	<u>0,08</u>	<u>0,04</u>	<u>-0,22*</u>	<u>0,08</u>	<u>0,04</u>	<u>-0,22*</u>	<u>0,50*</u>	<u>0,50*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,57*</u>	<u>0,44*</u>	<u>0,41*</u>	<u>-0,09</u>	<u>0,04</u>	<u>0,04</u>	<u>0,09</u>	<u>0,04</u>	<u>0,04</u>	<u>0,09</u>	<u>0,03</u>	<u>0,03</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,49*</u>	<u>-0,30</u>	<u>0,08</u>	<u>-0,21</u>	<u>0,54*</u>	<u>0,46*</u>	<u>-0,57*</u>	<u>0,54*</u>	<u>0,46*</u>	<u>-0,57*</u>	<u>0,11</u>	<u>0,11</u>
P _{заб} , МПа	<u>1,00</u>	<u>0,21*</u>	<u>0,31*</u>	<u>-0,03</u>	<u>-0,27*</u>	<u>-0,26*</u>	<u>-0,08</u>	<u>0,20*</u>	<u>-0,03</u>	<u>-0,27*</u>	<u>-0,26*</u>	<u>-0,08</u>	<u>0,20*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,26*</u>	<u>0,30*</u>	<u>0,11</u>	<u>-0,38</u>	<u>-0,37</u>	<u>-0,09</u>	<u>0,43*</u>	<u>0,11</u>	<u>-0,38</u>	<u>-0,37</u>	<u>-0,09</u>	<u>0,43*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,53*</u>	<u>0,54*</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,18</u>	<u>-0,17</u>	<u>-0,04</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,18</u>	<u>-0,17</u>	<u>-0,04</u>	<u>-0,01</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,30</u>	<u>0,33*</u>	<u>-0,06</u>	<u>0,01</u>	<u>-0,04</u>	<u>-0,40</u>	<u>-0,06</u>	<u>0,01</u>	<u>-0,04</u>	<u>-0,40</u>	<u>-0,06</u>	<u>-0,06</u>
K _{прон} ^H , мД	<u>1,00</u>	<u>0,63*</u>	<u>0,04</u>	<u>-0,13</u>	<u>-0,13</u>	<u>-0,06</u>	<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>0,04</u>	<u>-0,13</u>	<u>-0,13</u>	<u>-0,06</u>	<u>0,12</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,63*</u>	<u>0,08</u>	<u>-0,20</u>	<u>-0,16</u>	<u>0,19</u>	<u>0,19</u>	<u>0,19</u>	<u>0,08</u>	<u>-0,20</u>	<u>-0,16</u>	<u>0,19</u>	<u>0,19</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,71*</u>	<u>-0,25*</u>	<u>0,10</u>	<u>0,10</u>	<u>0,09</u>	<u>0,23</u>	<u>0,23</u>	<u>0,71*</u>	<u>-0,25*</u>	<u>0,10</u>	<u>0,09</u>	<u>0,23</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,65*</u>	<u>0,01</u>	<u>-0,32</u>	<u>-0,35*</u>	<u>-0,27</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,01</u>	<u>-0,32</u>	<u>-0,35*</u>	<u>-0,27</u>	<u>0,05</u>
K _{прон} ^T , мД	<u>1,00</u>	<u>0,17</u>	<u>-0,09</u>	<u>-0,10</u>	<u>-0,09</u>	<u>0,19*</u>	<u>0,19*</u>	<u>0,19*</u>	<u>0,17</u>	<u>-0,09</u>	<u>-0,10</u>	<u>-0,09</u>	<u>0,19*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,08</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,03</u>	<u>0,32*</u>	<u>0,32*</u>	<u>0,32*</u>	<u>0,08</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,03</u>	<u>0,32*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,06</u>	<u>0,08</u>	<u>0,08</u>	<u>0,07</u>	<u>0,13</u>	<u>0,13</u>	<u>0,13</u>	<u>0,06</u>	<u>0,08</u>	<u>0,08</u>	<u>0,07</u>	<u>0,13</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,21</u>	<u>0,05</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,34</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,21</u>	<u>0,05</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,34</u>	<u>0,41*</u>
S, отн.ед.	<u>1,00</u>	<u>-0,03</u>	<u>-0,03</u>	<u>-0,07</u>	<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>1,00</u>	<u>-0,03</u>	<u>-0,03</u>	<u>-0,07</u>	<u>0,12</u>
	<u>1,00</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,14</u>	<u>-0,14</u>	<u>1,00</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,16</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,14</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,21</u>	<u>0,20</u>	<u>0,10</u>	<u>-0,10</u>	<u>-0,10</u>	<u>-0,10</u>	<u>-0,10</u>	<u>1,00</u>	<u>0,21</u>	<u>0,20</u>	<u>0,10</u>	<u>-0,10</u>
	<u>1,00</u>	<u>-0,23</u>	<u>-0,22</u>	<u>0,07</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>	<u>1,00</u>	<u>-0,23</u>	<u>-0,22</u>	<u>0,07</u>	<u>0,00</u>
Q _н ^H , т	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,34*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,34*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,34*</u>	<u>0,26*</u>	<u>0,26*</u>	<u>0,26*</u>	<u>0,26*</u>	<u>0,26*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,34*</u>	<u>0,34*</u>	<u>0,26*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,39*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,04</u>	<u>0,29</u>	<u>0,29</u>	<u>0,29</u>	<u>0,29</u>	<u>0,29</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,04</u>	<u>0,04</u>	<u>0,29</u>
Q _ж ^H , м ³	<u>1,00</u>	<u>0,46*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>0,31*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,46*</u>	<u>0,46*</u>	<u>0,31*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,48*</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,25*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,48*</u>	<u>0,48*</u>	<u>0,25*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>0,39*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,91*</u>	<u>0,39*</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,16</u>	<u>0,28</u>	<u>0,28</u>	<u>0,28</u>	<u>0,28</u>	<u>0,28</u>	<u>0,28</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,16</u>	<u>0,16</u>	<u>0,28</u>
Q _в ^H , т	<u>1,00</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>	<u>0,05</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>	<u>0,41*</u>
	<u>1,00</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>1,00</u>	<u>0,99*</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>	<u>-0,01</u>
Γ _ф , м ³ /т	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>
	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>
	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>
	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>	<u>1,00</u>

Табл. 2. Корреляционная матрица. Примечание: * – значимые коэффициенты корреляции. **1,00 – все данные; 1,00 – объект D₃fm; 1,00 – объект C₂y; 1,00 – объект C₂b

Используемые показатели	Диапазон применения
$P_{пл}^H$, МПа	8,5 - 21,8
T, сут	0,0 - 1842
$P_{заб}$, МПа	2,8 - 18,4
Q_B^H , Т	0,00 - 38952,6
$K_{прон}^T$, мД	0,8 - 4020,0
S, отн. вел.	-8,0 - 46,5
Q_n^H , Т	0,0 - 115835,1

Табл. 3. Диапазоны применимости модели первого уровня

Моделирование второго и третьего уровней описывается на примере наиболее крупного объекта разработки – залежи нефти в карбонатных отложениях D_3fm .

Результаты второго уровня моделирования

Модель для экспресс-оценки пластового давления по наиболее информативным показателям, аналогичная уравнению (2), но построенная специально для залежи D_3fm , имеет вид:

$$P_{пл}^{y2} = 9,437 - 0,2312P_{пл}^H - 0,0032T + 0,0398(P_{пл}^H)^2 - 0,0003(P_{пл}^H * T) + 0,0000017654(T)^2; \quad (3)$$

при $R = 0,925$, $p < 0,0000$, $S_0 = 1,39$ МПа.

Представленная формула используется при значениях $P_{пл}^H$ – от 8,5 до 21,281 МПа; T – от 0 до 1842,2 сут. Если значения не входят в указанные диапазоны, то формула подлежит корректировке. Для оценки достоверности моделирования первого уровня выполнены вычисления пластовых давлений по формуле (3), которые далее сопоставляются с фактическими величинами в виде поля корреляции (рис. 4). Поведение коэффициента детерминации R отражено на рисунке 5.

При анализе графика поведения коэффициента R выделены характерные участки поведения пластового давления – это диапазоны более и менее 14 МПа. Данная граница учтена при построении моделей третьего уровня.

Аналогичным образом построены модели второго уровня для двух других залежей рассматриваемого

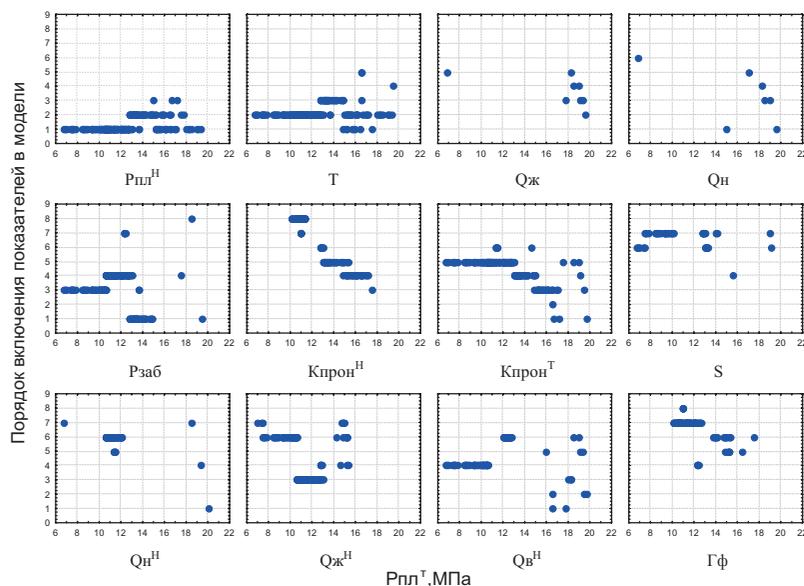


Рис. 1. График изменения последовательности включения показателей в модели на различных диапазонах пластового давления (первый уровень моделирования)

месторождения. В обоих случаях также установлено, что пластовое давление ведет себя по-разному на двух диапазонах, то есть имеются две обособленные стадии поведения пластового давления. Значения пластового давления, установленные в качестве граничных при разделении двух стадий, для всех пластов месторождения имени Сухарева, приведены в таблице 4. В данной таблице также приведены значения начального пластового давления по залежам в целом, и отношение граничного и начального пластовых давлений.

Для математического подтверждения правильности выделения стадий построена линейная дискриминантная функция:

$$Z = -0,0019T - 0,0084Q_n^H + 0,1159P_{заб} + 0,3408P_{пл}^H + 0,00005Q_B^H - 0,0167\Gamma_{\phi} - 4,097; \quad (4)$$

при $R = 0,755$, $\chi^2 = 60,47$, $p = 0,0000$. Распознавание по данной функции составило 90,34 %. С использованием функции вычислены значения Z и P(Z) (рис. 6).

Среднее значение Z для первой стадии равно +1,203, для второй – 1,039. Для первой стадии получена следующая модель (характерным признаком является положительное значение дискриминантной функции):

$$P_{пл}^{y2.1} = 0,721 + 0,9611P_{пл}^H - 0,0053T + 0,0001Q_B^H; \quad (5)$$

при $R = 0,958$, $p < 0,0000$, стандартная ошибка составляет 0,55 МПа.

Данную формулу можно использовать при значениях, приведенных в таблице 5.

Стоит отметить, что формулу (5) необходимо корректировать, если значения не находятся в указанных диапазонах (табл. 5).

Для второй стадии получена следующая модель (характерным признаком является отрицательное значение дискриминантной функции):

$$P_{пл}^{y2.2} = 2,903 + 0,4528P_{заб} + 0,4343P_{пл}^H + 0,1514S - 0,0280\Gamma_{\phi} + 0,0025K_{прон}^H; \quad (6)$$

при $R = 0,924$, $p < 0,0000$, $S_0 = 0,95$ МПа.

В таблице 6 представлены диапазоны изменения показателей, при которых возможно использование формулы (6).

На рисунке 7 представлено поле корреляций между рассчитанными и фактическими значениями пластового давления.

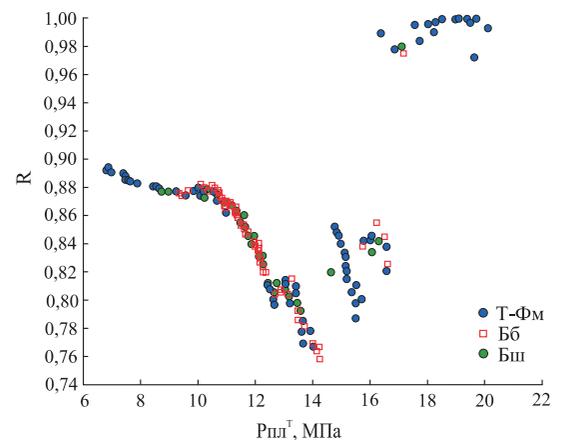


Рис. 2. График изменения коэффициента детерминации моделей на различных диапазонах пластового давления (первый уровень моделирования)

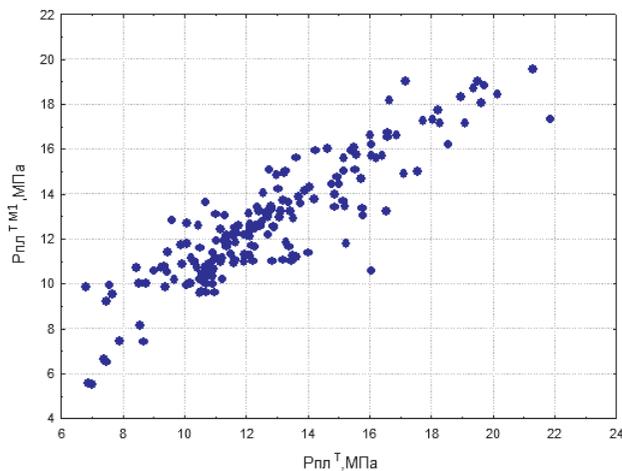


Рис. 3. Поле корреляции между рассчитанными и фактически-ми пластовыми давлениями (первый уровень моделирования)

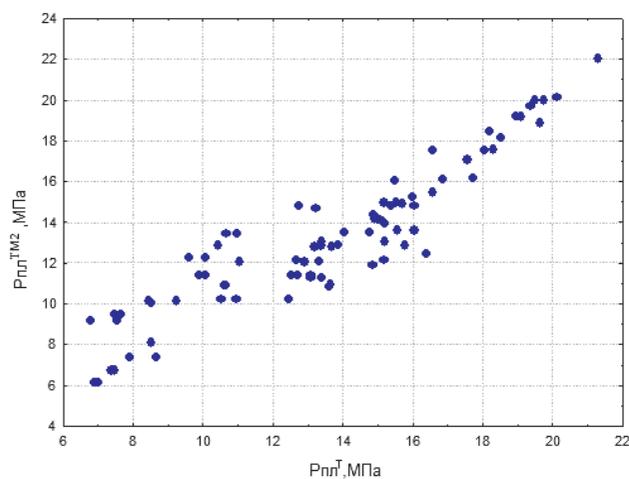


Рис. 4. Поле корреляции между рассчитанными и фактически-ми пластовыми давлениями (второй уровень моделирования, залежь D_fm)

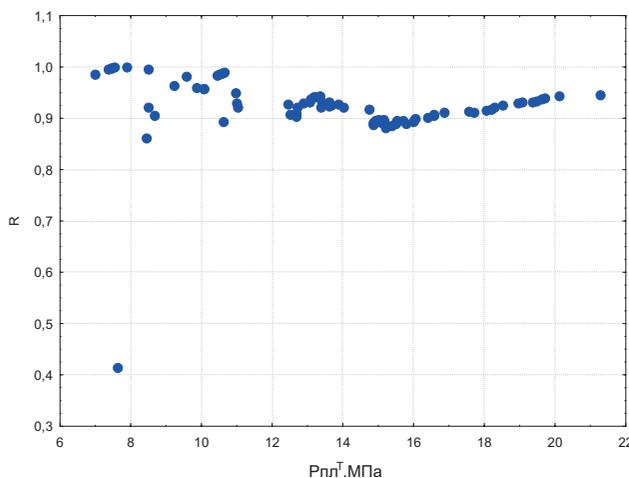


Рис. 5. График изменения коэффициента детерминации многомерных моделей на различных диапазонах пластового давления (второй уровень моделирования, залежь D_fm)

№ п.п	Шифр объекта	$P_{пл}^{TP}$, МПа	$P_{пл}^H$, МПа	$P_{пл}^{TP}/P_{пл}^H$
1	D ₃ fm	14,0	21,5	0,65
2	C ₂ v	12,0	19,8	0,61
3	C ₂ b	11,5	18,5	0,62

Табл. 4. Граничные значения пластовых давлений для объектов разработки

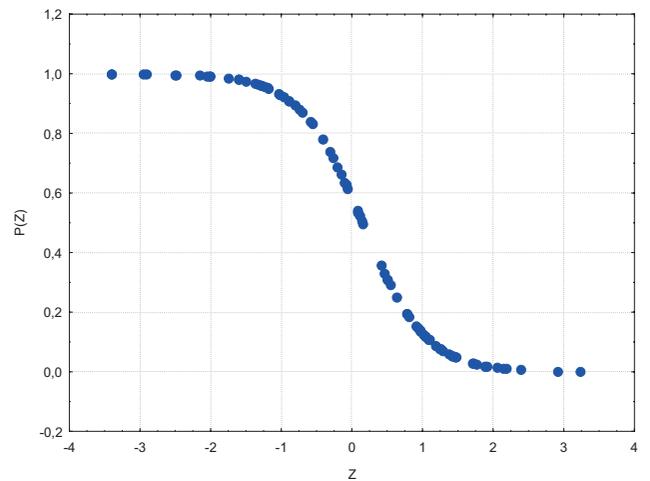


Рис. 6. Зависимость P(Z) от Z при обосновании разделения выборки пластового давления

Используемые показатели	Диапазон применения
$P_{пл}^H$, МПа	14,9 - 21,28
T, сут	0,00 - 1335,00
$Q_{в}^H$, т	0,0 - 1355,0

Табл. 5. Диапазоны изменения показателей

Используемые показатели	Диапазон применения
$P_{пл}^H$, МПа	8,5 - 21,281
$P_{заб}$, МПа	2,88 - 13,76
$K_{прон}^H$, мД	31,7 - 779,4
S, отн. вел.	-7,7 - 7,4
$\Gamma\phi$, м ³ /т	37,3 - 127,0

Табл. 6. Диапазоны изменения показателей

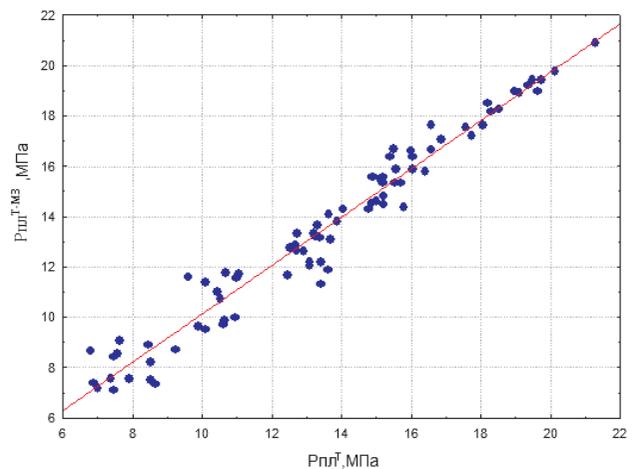


Рис. 7. Поле корреляции между рассчитанными и фактически-ми пластовыми давлениями (третьий уровень)

Результаты третьего уровня моделирования

С целью комплексного использования моделей всех уровней на третьем уровне построена результирующая многоуровневая многомерная математическая модель:

$$P_{пл}^{MM} = 0,214 - 0,3742P_{пл}^{Y2} + 1,3476(P_{пл}^{Y2_1}, P_{пл}^{Y2_2}) + (P_{пл}^{Y2})^2 + 0,0077(P_{пл}^{Y2}) \cdot (P_{пл}^{Y2_1}, P_{пл}^{Y2_2}) - 0,0162(P_{пл}^{Y2_1}, P_{пл}^{Y2_2})^2; \quad (7)$$

при $R = 0,979$, $p < 0,0000$, стандартная ошибка составляет 0,74 МПа.

Пример практического использования

Перечень исходных данных для определения пластового давления по разработанной методике приведен в таблице 7.

$$P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)} = 9,437 - 0,2312P_{пл}^H - 0,0032T + 0,0398(P_{пл}^H)^2 - 0,0003(P_{пл}^H * T) + 0,0000017654(T)^2 = 10,704 \text{ МПа};$$

$$Z = -0,00193T - 0,00844Q_{н} + 0,1159P_{заб} + 0,34079P_{пл}^H + 0,00005Q_{в}^H - 0,01666\Gamma_{\phi} - 4,09775 = -1,1;$$

$$P_{пл}^{T-M2} = 2,903 + 0,452763P_{заб} + 0,434338P_{пл}^H + 0,151458S - 0,027958\Gamma_{\phi} + 0,002506K_{прон}^H = 11,824 \text{ МПа};$$

$$P_{пл}^{T-MM} = 0,214 - 0,3742P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)} + 1,3476(P_{пл}^{T-M1}, P_{пл}^{T-M2}) + 0,0093(P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)})^2 + 0,0077(P_{пл}^{T-M(P_{плH}, T)}) * (P_{пл}^{T-M1}, P_{пл}^{T-M2}) - 0,0162(P_{пл}^{T-M1}, P_{пл}^{T-M2})^2 = 11,918 \text{ МПа}.$$

Таким образом, в результате расчетов по разработанной методике, величина пластового давления в зоне отбора скважины №2 на 14.01.2019 г. составляет 11,918 МПа. Фактическое пластовое давление, определенное в этот же период времени, составляет 12,15 МПа. Расхождение между расчетным и фактическим пластовым давлениями составляет 0,232 МПа.

Информация о фактических и рассчитанных пластовых давлениях по другим скважинам из контрольной выборки приведена в таблице 8.

В среднем, ошибка определения пластового давления по разработанной методике не превышает 1 МПа, что можно считать приемлемой величиной при использовании рассчитанного давления для таких задач, как оценка энергетического состояния залежи в зонах отбора, планирование мероприятий по регулированию ее разработки. Использование рассчитанного давления для оценки величины депрессии на пласт также вполне допустимо,

№ пп	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Номер скважины		2
2	Геологический индекс залежи		D ₃ fm
3	Дата исследования		14.01.2019
4	Начальное пластовое давление в зоне отбора скважины		21,28
5	Продолжительность эксплуатации скважины	сут	1900
6	Забойное давление	МПа	4,34
7	Накопленная добыча воды	м ³	5183
8	Накопленная добыча нефти	Т	117992
9	Дебит нефти (текущий)	т/сут	70,3
10	Дебит жидкости (текущий)	м ³ /сут	70,5
11	Газовый фактор	м ³ /т	45,1
12	Проницаемость начальная	мД	57,1
13	Проницаемость текущая	мД	22,0
14	Скин-фактор текущий		-6,6
15	Фактическое пластовое давление, определенное при проведении гидродинамических исследований	МПа	12,15

Табл. 7. Исходные данные для проверки разработанной методики

№ скв.	Объект	Дата	Пластовое давление, МПа		Ошибка определения, МПа
			факт	расчет	
2	D ₃ fm	14.01.2019	12,150	11,918	-0,232
5	C ₂ v	17.01.2020	10,987	10,209	0,778
117	C ₂ b	21.11.2019	11,335	10,460	0,875
125	C ₂ b	14.05.2019	8,750	9,576	-0,826
215	C ₂ v	03.12.2019	10,762	10,636	0,126
317	C ₂ v	15.09.2019	11,144	10,598	0,546
323	D ₃ fm	28.11.2019	11,626	12,512	0,886
327	C ₂ b	10.01.2020	12,060	12,042	0,018

Табл. 8. Сравнение фактических и рассчитанных пластовых давлений для скважин контрольной выборки

поскольку фактические значения разницы между пластовыми и забойными давлениями в настоящее время на рассматриваемых объектах составляют величину 7–8 МПа.

Исследование корреляционных связей, которое, по правилам многомерного регрессионного анализа, является основной всего исследования, в данном случае продемонстрировало сложный характер взаимного влияния геологических и технологических показателей на величину пластового давления в зонах влияния скважин. Наиболее сильное влияние на исследуемую величину (пластовое давление) оказывают такие показатели, как начальное пластовое давление, индивидуальное для каждой скважины, а также продолжительность ее работы после ввода из бурения. Также значимое влияние оказывают текущее забойное давление, дебиты нефти и жидкости, начальная проницаемость коллектора в зоне влияния скважины. Необходимо отметить разное влияние одних и тех же показателей для разных залежей. Например, связь между пластовым давлением и газовым фактором для залежи D₃fm положительная, статистически значимая. В то же время связь между этими же параметрами для залежей C₂v и C₂b также статистически значимая, но уже отрицательная. Отмеченные факты являются неоспоримым доказательством сложности процесса формирования пластового давления в зонах влияния добывающих скважин при разработке месторождений нефти. Выбранный инструмент – многомерное статистическое моделирование – является одним из оптимальных для описания сложных процессов.

Процесс построения многомерных статистических моделей выполнен с использованием оригинального подхода, который заключается в использовании ранжированной (убывающей) выборки и пошаговому построению моделей. Такой подход позволил как построить модели, так и установить некоторые закономерности поведения (формирования) пластового давления в различные периоды разработки залежей нефти. Для каждой из трех залежей нефти, которые находятся в промышленной разработке на месторождении имени Сухарева, выделены две стадии поведения пластового давления. В многомерной модели, описывающей начальную стадию поведения пластового давления (формула 5), в качестве входных параметров используются только индивидуальное начальное пластовое давление, время работы скважины после ввода из бурения и накопленная добыча воды. Можно предположить, что включение в модель накопленной добычи воды позволяет

учитывать влияние водонапорной области на энергетическое состояние залежи. Следует отметить, что в начальный период на пластовое давление практически не влияют технологические параметры (показатели эксплуатации скважин). Вторую стадию формирования пластового давления описывает уравнение 6. Как следует из анализа данного уравнения, в него включаются так называемые технологические показатели – забойное давление, газовый фактор. То есть реализованная система разработки и эксплуатации залежей начинает оказывать влияние на величину пластового давления только на данном этапе. Указанные закономерности характерны для всех трех залежей, которые находятся в разработке в пределах месторождения имени Сухарева. При этом следует особо отметить существенные различия в геолого-физических свойствах этих залежей. В ходе исследований для каждой из залежей обоснована граница каждой из стадий. Обоснование границ выполнено с помощью известного математического инструмента – дискриминантного анализа. Сопоставление граничных пластовых давлений с начальными пластовыми давлениями (табл. 4) позволило получить весьма важный вывод. Первая стадия поведения пластового давления на всех залежах месторождения имени Сухарева продолжается пока пластовое давление не снизится до 60 % от начальной величины.

Отдельное внимание следует уделить анализу модели (6). На третьем шаге в модель включен скин-фактор – показатель, характеризующий состояние призабойной зоны. Значение скин-фактора предлагается принимать по данным предыдущего исследования скважины. Принято считать, что третий шаг включения показателя является признаком не столь высокой чувствительности модели к его величине. Также следует отметить, что, например, для карбонатных коллекторов вариативность величины скин-фактора не столь значительна, чтобы оказать существенное влияние на рассчитываемое пластовое давление.

Всего в ходе исследования в целом для месторождения имени Сухарева построено 14 многомерных моделей прогноза пластового давления по комплексу геологических и технологических показателей. Следует отметить, что показатели, используемые в данных моделях в качестве исходных данных, регулярно и с достаточной точностью определяются (измеряются) на всех нефтяных промыслах. Кроме того, сам процесс вычисления пластового давления не является трудоемким и не требует применения специальных программных продуктов. Данные факты подчеркивают простоту практического применения методики определения пластового давления, которая основана на построенных многомерных статистических моделях, что продемонстрировано на примере реальных данных.

Безусловно, следует отметить и ограничения разработанной методики. Приведенные многомерные модели можно использовать только для условий месторождения имени Сухарева. Исходные данные для вычисления должны соответствовать приведенным диапазонам. В противном случае ошибка вычисления будет более существенной. Однако очевидные преимущества рассмотренного способа определения пластового давления делают целесообразным необходимость тиражирования выполненных исследований для условий любых других месторождений нефти, на которых имеется опыт

многократных гидродинамических исследований с определением пластового давления.

Заключение

Исследования, описанные в данной статье, посвящены построению многомерных математических моделей текущего пластового давления в зонах отбора добывающих скважин месторождения им. Сухарева (две карбонатные и одна терригенная залежь).

При построении моделей использован оригинальный подход, который заключается в предварительном ранжировании исходных данных. При построении моделей исходные данные ранжированы по текущему пластовому давлению от максимального до минимального значений. Это позволит наиболее точно воспроизвести его поведение в процессе разработки залежей.

В ходе анализа установлено, что в начальный период разработки на пластовое давление влияют, в основном, два параметра: начальное пластовое давление для конкретной скважины и продолжительность ее эксплуатации. После того, как пластовое давление снизится до 60 % от начальной величины, на его значение начинают влиять так называемые технологические показатели: скин-фактор, дебит, газовый фактор и забойное давление.

Построенные многоуровневые многомерные статистические модели предлагается использовать в качестве математической основы методики определения пластового давления без остановки скважин на исследование. Преимуществами данной методики являются простота вычислений и использование в качестве исходных данных только тех параметров, которые регулярно и вполне достоверно определяются (измеряются) на промысле.

Методику определения пластового давления, основанную на применении разработанных моделей, не следует рассматривать в качестве альтернативы гидродинамическим исследованиям. Ее применение целесообразно для экспресс-оценки пластового давления, либо при невозможности остановки скважины на исследование по технологическим причинам.

Литература

- Абросимов А.А., Шеляго Е.В., Язынина И.В. (2018). Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей. *Записки Горного института*, 233, с. 487–491. <https://doi.org/10.31897/pmi.2018.5.487>
- Вирстюк А.Ю., Мишина В.С. (2020). Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(1), с.117–124. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2453>
- Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черных И.А., Филиппов Е.В., Чумаков Г.Н. (2019). Методика определения забойного давления с использованием многомерных моделей. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 40–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-1-40-43
- Галкин С.В., Кочнев А.А., Зотиков В.И. (2019). Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края. *Записки Горного института*, 238, с. 410–414. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.410>
- Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М., Шуталев А.Д., Квеско Б.Б. (2019). Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(6), с. 68–79. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2128>
- Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М., Шуталев А.Д., Квеско Б.Б. (2018). Оптимизация проведения гидродинамических

исследований скважин в условиях карбонатного коллектора. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 17(2), с. 123–135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3

Драгунов А.А., Мухамадиев Р.С., Чернов С.В. (2017). Влияние геодинамических процессов на фильтрационно-емкостные свойства геологической среды (на примере Ромашкинского месторождения). *Георесурсы*, 19(4), с. 319–322. <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.3>

Дягилев В.Ф., Лазутин Н.К., Бакшеев В.Н. (2019). Апробация методики оценки характера влияния закачки воды на отборы по нефти на примере Северо-Ореховского месторождения. *SOCAR Proceedings*, 1, с. 42–51. DOI: 10.5510/OGP20190100378

Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифорова А.И. (2018). Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции. *Георесурсы*, 20(2), с. 102–107. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>

Карманский Д.А., Петраков Д.Г. (2020). Лабораторное моделирование изменения механических и фильтрационных свойств пород коллекторов на различных этапах разработки месторождений нефти. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 20(1), с. 49–59. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.5

Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. (2018). Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(12), с. 20–29. <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/16>

Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. (2019). Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), с. 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>

Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Ахметова М.И. (2016). Оценка оптимальной продолжительности проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин на примере Озерного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 60–63.

Расторгуев М.Н. (2019). Использование дискриминантного анализа для интерпретации данных газового каротажа на примере Павловского нефтяного месторождения. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 19(1), с. 39–55. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.4

Черных И.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н. (2017). Сравнительный анализ методик определения забойного давления при эксплуатации добывающих скважин Шершневого месторождения. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(8), с. 41–47.

Aaditya Khanal, Mohammad Khoshghadam, W. John Lee, Michael Nikolaou (2017). New forecasting method for liquid rich shale gas condensate reservoirs with data driven approach using principal component analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 621–637. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.01.014>

Ahmadi R., Pourfatemeh S.M., Ghaffari S. (2017). Exergoeconomic optimization of hybrid system of GT, SOFC and MED implementing genetic algorithm. *Desalination*, 411, pp. 76–88. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.02.013>

Akinbinu V.A. (2010). Prediction of fracture gradient from formation pressures and depth using correlation and stepwise multiple regression

techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(1–2), pp. 10–17. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.003>

D. Childers P.E., X. Wu PhD (2020). Forecasting oil well performance in tight formation using the connected reservoir storage model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107593. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107593>

Escobar F.H., Hernandez Y.A., Hernandez C.M. (2007). Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1–2), pp. 68–82. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.010>

Nur Wijaya, James J. Sheng (2020). Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106646>

Olalere Oloruntobi, Stephen Butt (2019). Energy-based formation pressure prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, pp. 955–964. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.060>

Saeed Rafieepour, Silvio Baldino, Stefan Z. Miska (2020). Determination of in-situ elastic properties and reservoir boundary conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103397. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103397>

Salam Al-Rbeawi (2018). Integrated analysis of pressure response using pressure-rate convolution and deconvolution techniques for varied flow rate production in fractured formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 51, pp. 195–209. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.012>

Valery B., Eslamloueyan R. (2015). Hydrocarbon reservoirs characterization by co-interpretation of pressure and flow rate data of the multi-rate well testing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, pp. 59–72. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.08.016>

Сведения об авторах

Владислав Игнатьевич Галкин – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедры Геология нефти и газа, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

Инна Николаевна Пономарева – доктор тех. наук, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

Дмитрий Александрович Мартюшев – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

e-mail: martyushevdi@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 17.09.2020;

Принята к публикации 23.03.2021; Опубликована 30.09.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models

*V.I. Galkin, I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev**

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitriy.Martyushev@inbox.ru, e-mail: martyushevdi@inbox.ru

Abstract. Determination of the current reservoir pressure in oil production wells selection zones is an urgent task of field development monitoring. The main method for its determination is hydrodynamic studies under unsteady conditions. At the same time, the process of restoring bottomhole pressure to the value of reservoir

pressure often lasts a significant period of time, which leads to long downtime of the fund and significant shortfalls in oil production. In addition, it seems rather difficult to compare reservoir pressures with each other in the wells due to the different timing of the studies, since it is impossible to simultaneously stop the entire fund for measuring

the reservoir pressure in the field. The article proposes a new method for determining the current reservoir pressure in the extraction zones, based on the construction of multidimensional mathematical models using the data of geological and technological development indicators. As the initial data, the values of reservoir pressure, determined during processing of the materials of hydrodynamic studies of wells, as well as a set of geological and technological indicators, probably affecting its value, were used (initial reservoir pressure for each well, the duration of its operation at the time of study, liquid rate, bottomhole pressure, the initial permeability and the current collector in the drainage area, GOR accumulated values oil, and liquid water, and skin factor). In the course of the research, several variants of statistical modeling were used, in the process of which the regularities of the reservoir pressure behavior during the development of reserves were established, individual for the object of development. The obtained models are characterized by a high degree of reliability and make it possible to determine the desired value with an error of no more than 1.0 MPa.

Keywords: statistical analysis, well testing, significance level, well operation, formation permeability, current reservoir pressure

Recommended citation: Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. (2021). Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 73–82. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.10>

References

- Aaditya Khanal, Mohammad Khoshghadam, W. John Lee, Michael Nikolaou (2017). New forecasting method for liquid rich shale gas condensate reservoirs with data driven approach using principal component analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, pp. 621–637. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.01.014>
- Abrosimov A.A., Shelyago E.V., Yazinina I.V. (2018). Substantiation of a representative volume of reservoir properties data to obtain statistically reliable petrophysical relationships. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 233, pp. 487–491. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2018.5.487>
- Ahmadi R., Pourfatemi S.M., Ghaffari S. (2017). Exergoeconomic optimization of hybrid system of GT, SOFC and MED implementing genetic algorithm. *Desalination*, 411, pp. 76–88. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.02.013>
- Akinbinu V.A. (2010). Prediction of fracture gradient from formation pressures and depth using correlation and stepwise multiple regression techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(1–2), pp. 10–17. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.003>
- Chernykh I.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. (2017). Comparative analysis of the methods for defining bottomhole pressure at well operation of Shershnevsky field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(8), pp. 41–47. (In Russ.)
- D. Childers P.E., X. Wu PhD (2020). Forecasting oil well performance in tight formation using the connected reservoir storage model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107593. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107593>
- Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Kvesko B.B. (2019). Well testing design development in carbonate reservoir. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(6), pp. 68–79. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2128>
- Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Rvesco B.B. Optimization of carbonate reservoir well testing. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 17(2), pp. 123–135. (In Russ.). DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3
- Dragunov A.A., Mukhamadiev R.S., Chernov S.V. (2017). Influence of geodynamic processes on reservoir properties of geological environment (on the example of the Romashkino field). *Georesources = Georesursy*, 19(4), pp. 319–322. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.3>
- Dyagilev V.F., Lazutin N.K., Baksheev V.N. (2019). Approbation of the assessing methodology for the impact nature of water injection on oil samples using the example of the North-Orekhovskiy field. *SOCAR Proceedings*, 1, pp. 42–51. (In Russ.). DOI: 10.5510/OGP20190100378
- Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2018). Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function. *Georesources = Georesursy*, 20(2), pp. 102–107. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>
- Escobar F.H., Hernandez Y.A., Hernandez C.M. (2007). Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 58(1–2), pp. 68–82. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.010>
- Galkin S.V., Kochnev A.A., Zotikov V.I. (2019). Estimate of radial drilling technology efficiency for the bashkir operational oilfields objects of Perm Krai. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 238, pp. 410–414. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.410>
- Galkin V.I., Ponomareva I.N., Chernykh I.A., Filippov E.V., Chumakov G.N. (2019). Methodology for estimating downhole pressure using multivariate model. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 40–43. (In Russ.). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-1-40-43
- Karmanskiy D.A., Petrakov D.G. (2020). Laboratory modeling of changes in mechanical and flow properties of reservoir rocks at the stages of oil fields development. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 20(1), pp. 49–59. (In Russ.). DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.5
- Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. (2018). Analysis of the influence of geological technological parameters on the effectiveness of radial drilling technology on the example of operational objects in perm region. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(12), pp. 20–29. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/12/16>
- Martyushev D.A., Slushkina A.Yu. (2019). Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(10), pp. 26–32. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
- Nur Wijaya, James J. Sheng (2020). Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106646>
- Olalere Oloruntobi, Stephen Butt (2019). Energy-based formation pressure prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, pp. 955–964. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.060>
- Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Akhmetova M.I. (2016). Evaluation of the optimal duration of the hydrodynamic studies of low-productivity wells on the example of Ozernoye field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 60–63. (In Russ.)
- Rastorguev M.N. (2019). Using discriminant analysis for the interpretation of gas logging data on the example of the Pavlov oil field. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 19(1), pp. 39–55. (In Russ.). DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.4
- Saeed Rafieepour, Silvio Baldino, Stefan Z. Miska (2020). Determination of in-situ elastic properties and reservoir boundary conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103397. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103397>
- Salam Al-Rbeawi (2018). Integrated analysis of pressure response using pressure-rate convolution and deconvolution techniques for varied flow rate production in fractured formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 51, pp. 195–209. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.012>
- Valery B., Eslamloueyan R. (2015). Hydrocarbon reservoirs characterization by co-interpretation of pressure and flow rate data of the multi-rate well testing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, pp. 59–72. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.08.016>
- Virstyuk A.Yu., Mikshina V.S. (2020). Application of regression analysis to evaluate the efficiency of oil well operating with the paraffin oil. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(1), pp. 117–124. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2453>

About the Authors

Vladislav I. Galkin – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy Av., Perm, 614990, Russian Federation

Inna N. Ponomareva – DSc (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy Av., Perm, 614990, Russian Federation

Dmitriy A. Martyushev – PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolskiy Av., Perm, 614990, Russian Federation

Manuscript received 17 September 2020;

Accepted 23 March 2021; Published 30 September 2021