ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья
УДК 622.676:622.276:553.98

Использование функций резонанса при оценке параметров межскважинных зон

С.А.БАТАЛОВ[1], **В.Е.АНДРЕЕВ**[1], **В.В.МУХАМЕТШИН**[1] ✉, **В.М.ЛОБАНКОВ**[1], **Л.С.КУЛЕШОВА**[2]

[1] *Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*

[2] *Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Баталов С.А., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Лобанков В.М., Кулешова Л.С. Использование функций резонанса при оценке параметров межскважинных зон // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 755-763. DOI: 10.31897/PMI.2022.85

Аннотация. Показано, что использование силового резонанса приводит к эффекту «встряхивания» пласта с последующей разбивкой пленочной нефти и вовлечением ее в дальнейший процесс фильтрации. Впервые для нефтепромысловой геофизики обоснована концепция метода пассивной шумометрии при контроле за разработкой нефтегазовой залежи за счет измерений добротности контуров в точечных областях каналов выработки пластов (КВП) межскважинных зон. Установлено, что определение глубины модуляции реактивного параметра замещения погонной цепи КВП является решающим фактором в определении параметрического возбуждения не только для систем затухания в КВП, но и без затухания в метрологическом обеспечении анализа петрофизических свойств кернов из скважин. Показано, что на основе метода комплексных амплитуд (для тока пластовых давлений, разностей дебитов, импендансов) можно построить различные семейства резонансных кривых: амплитуды смещений (при перепаде дебитов на пьезоемкости исследуемого участка пласта), скорости (амплитуды тока пластовых давлений), ускорений (амплитуды перепада дебитов на погонной пьезоиндуктивности участка КВП). А использование прогнозируемых погонных фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при непрерывном его регулировании приводит к повышению точности проведения тампонажа в каждом последующем подцикле образования нового сегмента в траекториях КВП, что способствует более полной выработке продуктивных залежей углеводородов и повышает достоверность прогнозирования показателей разработки.

***Ключевые слова*:** параметры продуктивных пластов; канал выработки пласта; волновой резонанс; межскважинная зона; фильтрационно-емкостные свойства

Поступила: 27.05.2021 ***Принята: 06.09.2022*** ***Онлайн: 24.10.2022*** ***Опубликована: 10.11.2022***

Введение. Одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласт является заводнение продуктивных горизонтов [1-3]. Однако эффективность этого метода недостаточно высока, а в отдельных случаях может быть и отрицательной [4, 5], что является отражением широкого разнообразия залежей по геологическому строению [6, 8]. В связи с этим проведены исследования, которые относятся к области гидромеханики нефтеизвлечения с повышенными показателями выработки продуктивного пласта по контурам объемов его эксплуатационных объектов, разрабатываемых с искусственным заводнением [9-11]. При этом коэффициент извлечения нефти (КИН) пласта во многом определяется достоверностью и точностью прогнозирования его параметров [12-14]. Наиболее приемлемым для прогнозирования является метод палетки Фетковича [15] и его разновидности: методы Блассингейма, Агарвала – Гарднера, NPI и др. [16-18]. Они основаны на геолого-геофизических данных по результатам исследований дебитов и давлений в нагнетательных (НС) и добывающих (ДС) скважинах [19-21]. Нужно отметить присущие им низкие метрологические возможности текущего прогнозирования параметров пластов. Все эти методы по своим измерительным возможностям относятся к классу индикаторных, так как их приведенные погрешности превышают допустимые значения ($\delta > 10$ %) как в стационарном, так и в нестационарном режимах извлечения углеводородов [22-24].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© С.А.Баталов, В.Е.Андреев, В.В.Мухаметшин, В.М.Лобанков, Л.С.Кулешова, 2022

Для данного случая проблема прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в стационарных условиях является определимой. В то же время для рентабельно функционирующих месторождений КИН равен 0,35 [25-27]. В общем виде сущность исследований прогнозируемых параметров сводится к определению параметров волновых резонансов, наиболее показательные результаты которых получены в электротехнических, акустических и других видах систем со сосредоточенными параметрами объектов управления. Но к сложнореализуемым относятся технологические процессы, например, смежных нефтехимических производств.

Впервые российскими учеными (А.Г.Бутковский, Э.Я.Рапопорт и др.) были обоснованы направления исследования систем с распределенными параметрами. Однако результаты их моделирования касаются только доступных измерений параметров зональных участков (сегментов) объектов управления. Условия моделирования работы пласта с пространственно-распределенными координатами на основе электромеханических и гидравлических аналогий существенно нарушаются при нестационарном режиме нефтеизвлечения [28-30].

Проблемы усугубляются при моделировании работы пласта на основе более совершенных гиперболических уравнений взамен ранее используемым параболическим [31-33]. Особенно это ощущается при реализации метатехнологии добычи трудноизвлекаемых углеводородов (ТрИЗУ), когда эксплуатационный объект подвергается экстремальному регулированию [4, 16, 34]. Таким образом, адекватные результаты получаются в безразмерных величинах пласта при моделировании и решении задачи Коши за счет реализации метатехнологии ТрИЗУ. При этом условия устойчивости и качества гидромеханики нефтеизвлечения можно получить в расчетной форме на основе математического аппарата волнового резонанса [35-37].

На основе перечисленных условий целью работы устанавливается повышение достоверности и точности прогнозирования параметров удаленных межскважинных зон пласта с экстремальным регулированием функции волнового резонанса в процессе повышения КИН.

Методология. Достижение обобщенной цели для наиболее полной выработки пласта обеспечивается численным моделированием и решением двух типов задач. Первая предполагает использование при моделировании цепочечной структуры модели гидромеханики нефтевытеснения гиперболического типа [34] на основе погонных параметров гидросопротивления $R_г$ трубки тока, пьезоиндуктивности в пьезопроводности ($L_г \equiv F(\eta)$) и пьезоемкости ($C_г \equiv F(\sigma_{н.ост})$) в нефтенасыщенности участка пласта с дополнением среднестатистических результатов петрофизики в метрологическом обеспечении ранних и промежуточных стадий разработки нефтегазовых залежей (РНЗ).

Решение второй задачи связано с определением параметров удаленных межскважинных зон за счет применения принципа автономности, впервые реализованного при использовании новой метатехнологии добычи ТрИЗУ [38-40]. Сущность ее реализации заключается в совмещении режимов нефтевытеснения, исследований и тампонировании областей в канале выработки пласта (КВП) с выполнением условий: $P_{нв.мин} < P_{нв.ном} < P_{нв.макс} < P_{исс} < P_{там} < P_{гидр}$. Эти величины представлены на рис.1 в виде поддержания пластовых давлений: $P_{исс}$ – исследований; максимальных $P_{нв.макс}$, номинальных $P_{нв.ном}$ и минимальных $P_{нв.мин}$ величин при нефтевытеснении; $P_{гидр}$ – величина давления гидроразрыва пласта.

На эпюрах $Э_1$ и $Э_2$ (рис.1) давление тампонирования $P_{там}$ условно не используется, так как применяется только в операциях изоляции изношенных участков КВП с величиной меньше давления гидроразрыва пласта. Давление исследования $P_{исс}$ выбирается для жесткого режима работы пласта, упругий режим которого используется как режим нефтевытеснения.

Верхняя эпюра $Э_1$ отображает условно операцию расчетного времени $\tau^{р}_{исi}$ доставки под давлением пласта $P_{исс}$ порции трассирующих меток в расчетную точку i $(i = \overline{1,\ n})$ контролируемой области межскважинной зоны. После этого осуществляется переход в режим нефтевытеснения под давлением $P_{нв.ном}$ при расчетном времени $\tau^{р}_{нвi}$.

На эпюре $Э_2$ отображены практические результаты исследований точки i в КВП за время $\tau^{пр}_{исi}$ и задержкой $\tau_з$ при образовании переходных процессов. При завершении доставки порции трассирующих меток в заданную точку КВП с дожимного насосного оборудования в наземных условиях

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.85

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 755-763
© С.А.Баталов, В.Е.Андреев, В.В.Мухаметшин, В.М.Лобанков, Л.С.Кулешова, 2022

снижается поддержание пластового давления от величины $P_{\text{исс}}$ до $P_{\text{нв.ном}}$.

В пластовых условиях (со стороны призабойной зоны НС) образуется серия точек 1, 2, 3 и 4 в вершинах переходных процессов. Это отображает динамику практического результата эволюционного развития одинарной i-й флуктуации $\Phi_i^{\text{пр}}$ при давлениях с максимальным пятиточечным и минимальным шеститочечным значениями амплитуд. После образования переходного процесса в жестком режиме пласта (между $P_{\text{исс}}$ и $P_{\text{экс.max}}$) вначале вырабатывается флуктуация $\Phi_i^{\text{пр}}$ с дальнейшим ее переходом в упругий режим, как это изображено в примере затухания изображенных амплитуд до минимально определяемой точки 6.

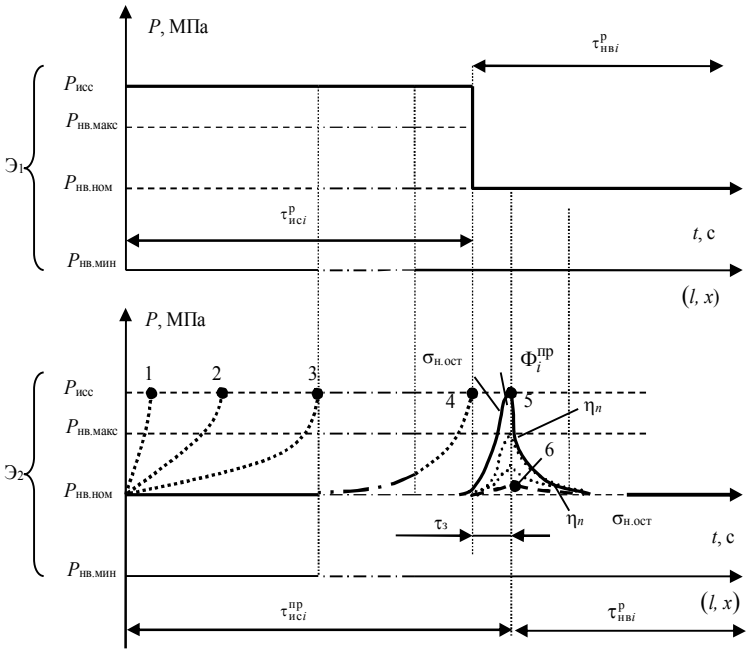


Рис.1. Временные диаграммы переходных процессов в КВП

Для каждой флуктуации $\Phi_i^{\text{пр}}$ характерно различие протяженностей (или крутизны) переднего (восходящая ветвь) и заднего (нисходящая ветвь) фронтов переходных процессов при текущем прогнозировании погонных значений остаточной нефтенасыщенности $\sigma_{\text{н.ост}}$ и пьезопроводности η [15, 29, 41]. С точки зрения теории гидравлического удара такая локализация фронтов каждой флуктуации характеризуется как амплитуда сглаживания пульсаций («схлопывания») в возмущенной межскважинной области КВП при непрерывных изменениях. Все это и обуславливает определение изменяемых параметров траекторий КВП в виде погонных гидравлического сопротивления $R_{\text{г}}$, пьезопроводности $L_{\text{г}}$ и пьезоемкости $C_{\text{г}}$.

Если текущие параметры стационарных процессов исследований $\tau_{\text{ис}i}^{\text{р}}$ и нефтевытеснения $\tau_{\text{нв}i}^{\text{р}}$ можно прогнозировать в решениях гиперболических уравнений по цепочечной схеме КВП, то в нестационарном режиме переходных процессов пласта можно прогнозировать дополнительные параметры по локализованной схеме автономных осцилляторов.

С точки зрения электрогидромеханических аналогий для данной задачи исследований наиболее подходящим является метод комплексных амплитуд. При этом уравнение движения для осциллятора можно выразить в виде:

$$L_{\text{г}}\frac{\partial P}{\partial t} + R_{\text{г}}P + \frac{1}{C_{\text{г}}}\int P\partial t = \tilde{q}_0 e^{j\varpi t}, \qquad (1)$$

где P – давления в трубке линий тока разрабатываемого пласта; $\tilde{q}$ – разность потенциальных дебитов жидкостей между нагнетательными и добывающими скважинами; ϖ – частота возбуждаемых колебаний.

При решении уравнения (1) методом комплексных амплитуд (для давления в трубке тока КВП $P = Pe^{j\varpi t}$) получается $P = \tilde{q}_0 / Z$, где $Z_{\text{г}} = R_{\text{г}} + j(\varpi L_{\text{г}} - 1/\varpi C_{\text{г}})$ – комплексное сопротивление осциллятора на погонном участке КВП. Для модуля пластового давления в трубке тока пласта имеем:

$$|P| = P_0 = \frac{\tilde{q}_0}{|Z|} = \frac{\tilde{q}_0}{\sqrt{R_{\text{г}}^2 + (\varpi L - 1/\varpi C_{\text{г}})^2}}.$$

Чтобы найти максимальное значение пластового давления в трубке тока пласта, должно выполняться условие $P_{0\text{макс}} = \tilde{q}_0 / R$, когда $\varpi L_{\text{г}} = 1/\varpi C_{\text{г}}$ (при $\varpi = \omega_0$).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 755-763 DOI: 10.31897/PMI.2022.85
© С.А.Баталов, В.Е.Андреев, В.В.Мухаметшин, В.М.Лобанков, Л.С.Кулешова, 2022

На основании полученных условий можно найти нормированные резонансные кривые для пластового давления в виде функционала:

$$\Phi_{P0}(\nu) = \frac{P_0}{P_{0\text{макс}}} = \frac{R}{\sqrt{R_\text{г}^2 + (\varpi L - 1/\varpi C_\text{г})^2}} = \frac{1}{\sqrt{1+\gamma^2\theta_0^2(1-1/\gamma^2)^2}}, \quad (2)$$

где $P_{0\text{макс}}$ – максимальное значение пластового давления; $\theta_0 = \omega_0 L/R$ – добротность резонансного контура; $\gamma = \varpi/\omega_0$ – коэффициент резонансных частот в соотношении вынужденной круговой частоты ϖ к собственной ω_0 частоте резонансного контура (осциллятора) исследуемой области в удаленной зоне КВП.

На рис.2 представлено семейство нормированных резонансных кривых для пластового давления в погонной трубке тока КВП при изображении их добротностей $\theta_0 = 1; 2; 10$.

Резонанс перепадов дебитов как напряжений на пьезоемкости $\theta_0\tilde{q}_0$ получается при более низкой собственной частоте ω_0 по отношению к круговой частоте ϖ. Это достигается в условиях (2) при $\gamma^2 = 1 - 1/2\theta_0^2$. В отличие от этого перепад дебитов как напряжений на пьезоиндуктивности $\theta_0\tilde{q}_0$ получается при более высокой собственной частоте ω_0 по отношению к круговой частоте ϖ, когда $\gamma^2 = 1/(1-1/2\theta_0^2)$.

Представленные резонансные кривые соответствуют результатам исследований изношенных областей в удаленной зоне пласта. Поэтому они получаются с однозначной симметрией резонансов для осциллятора со следующими параметрами: $L_\text{г} = \text{const}$; $C_\text{г} = \text{const}$; $R_\text{г} = \text{const}$; а изменяемыми являются только значения частот возбуждаемых колебаний ($\varpi = \text{var}$).

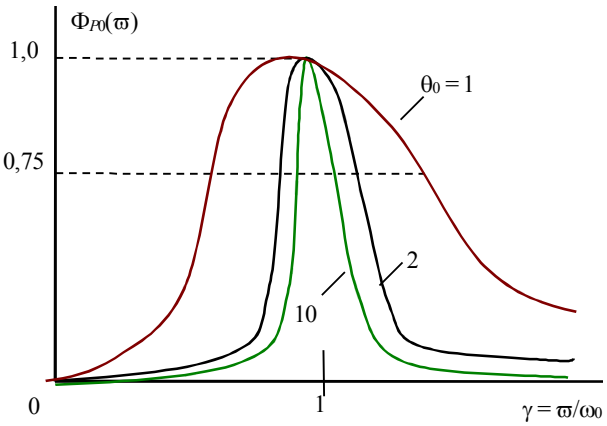


Рис.2. Интерпретация нормированных резонансных кривых для разных значений добротностей автономных осцилляторов КВП

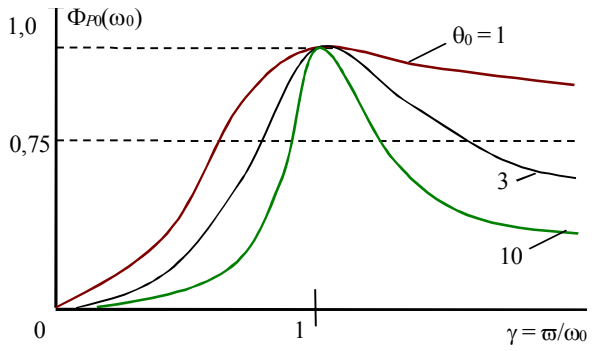


Рис.3. Семейство резонансных кривых при изменении собственной частоты автономных осцилляторов КВП для добротностей 1; 3; 10

Практический интерес вызывает определение резонансных зависимостей, когда изменяется один из энергоемких погонных параметров пьезоемкости или пьезоиндуктивности в исследуемом сегменте КВП: $L_\text{г} = \text{var}$ (или $C_\text{г} = \text{var}$) при $P = \text{const}$. Например, определение параметров в критической точке исследуемой области КВП за счет вычисления величин пьезопроводности. При этом нормированные резонансные кривые в виде токового функционала для пластового давления при изменении собственной частоты контура можно найти в аналогии (2):

$$\Phi_{P0}(\omega_0) = \frac{P_0(\omega_0)}{P_{0\text{макс}}} = \frac{1}{\sqrt{1+\theta_0^2(1/\gamma^2 - 1)^2}}, \quad (3)$$

где $\theta_0 = \varpi L_\text{г}/R_\text{г}$ – добротность резонансного контура при постоянной вынужденной частоте колебаний ϖ.

На рис.3 представлено семейство резонансных кривых при изменении собственной частоты автономных осцилляторов КВП для добротностей $\theta_0 = 1; 3; 10$. Таким образом, изменение одного из реактивных сопротивлений ($L_\text{г}$) приводит к изменению собственной частоты осциллятора ω_0.

Данная задача рассматривается с точки зрения порога чувствительности оптимального нефтеизвлечения. Решение этой задачи в большей степени сводится к исследованию параметрического резонанса удаленных областей в межсква-

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

DOI: 10.31897/PMI.2022.85

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 755-763
© С.А.Баталов, В.Е.Андреев, В.В.Мухаметшин, В.М.Лобанков, Л.С.Кулешова, 2022

жинных зонах. При этом в качестве основных расчетных величин в теории колебаний принято рассматривать значение глубины модуляции параметра пьезоемкости $C_г$ или пьезоиндуктивности $L_г$ в рассматриваемом случае.

По аналогии с электротехническими колебательными системами глубину модуляции пьезоемкости в функции остаточной нефтенасыщенности пласта можно определить в виде:

$$\tilde{m}_C = \frac{C_{г.макс} - C_{г.мин}}{C_{г.макс} + C_{г.мин}} = \frac{\Delta C_г}{C_{0г}}, \tag{4}$$

а глубину модуляции пьезоиндуктивности в функции пьезопроводности контролируемого удаленного участка пласта можно выразить как:

$$\tilde{m}_L = \frac{L_{г.макс} - L_{г.мин}}{L_{г.макс} + L_{г.мин}} = \frac{\Delta L_г}{L_{0г}}, \tag{5}$$

где приращение пьезоемкости $\Delta C_г$ (или пьезоиндуктивности $\Delta L_г$) во много раз меньше ее номинальной величины $\Delta C_г << C_{0г}$ (или $\Delta L_г << L_{0г}$).

Если вкладываемая энергия превосходит потери, тогда в системе происходит нарастание колебаний:

$$\tilde{m} > \tilde{m}_{порог} = \frac{1}{2}\pi R\sqrt{\frac{C_0}{L}} = \frac{1}{2}d, \tag{6}$$

где d – логарифмический декремент затухания колебаний в контуре.

В общем виде описание параметрического резонанса для всех систем выполняется с использованием дифференциального уравнения в переменных состояниях, частным видом которого является уравнение Матье:

$$\ddot{y} + \omega_0^2(1 + m\cos(\varpi t))y = 0, \tag{7}$$

где $\ddot{y}$ – изменения (по второй производной) состояния системы для ее характеристики в фазовой плоскости; ω_0^2 – значения резонансной частоты системы в квадрате; m – глубина модуляции возникающего параметрического резонанса. При этом решение уравнения Матье (7) сводится к определению не только глубин модуляции m, но и областей значений соотношения частот $2\omega_0/\varpi$.

Российские ученые А.А.Андронов и М.А.Леонтович рассчитали эти области значений для систем без затухания (необходимые при определении петрофизических свойств керна) и с затуханием (обеспечивающих определение погонных ФЕС КВП) на основе следующих уравнений:

$$\ddot{x} + \omega_0^2(1 + m\cos(\varpi t))x = 0; \tag{8}$$

$$\ddot{y} + 2\delta\dot{y} + \omega_0^2(1 + m\cos(\varpi t))y = 0. \tag{9}$$

Результаты расчетов можно пояснить в виде графиков (рис.4), где показано, что вершины областей параметрической неустойчивости поднимаются при наличии потерь в системе. В случае

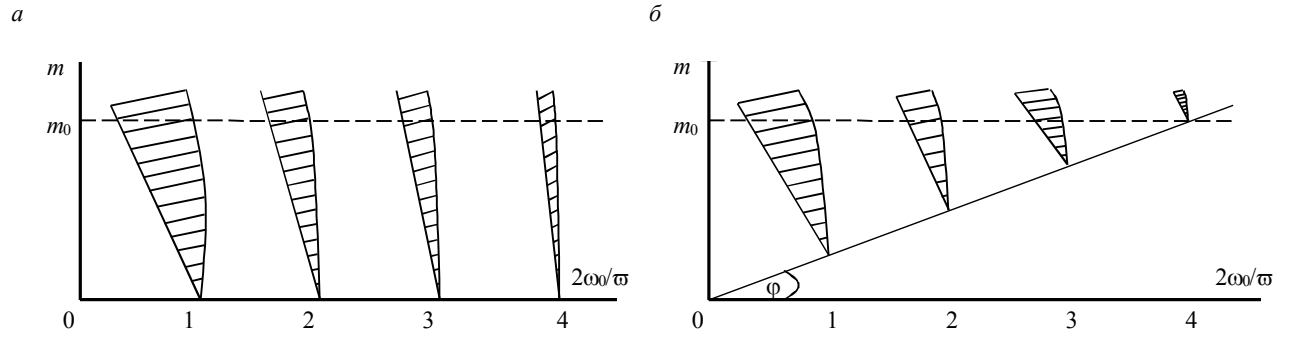


Рис.4. Области параметрического возбуждения автономных осцилляторов КВП для системы без затухания (*а*) и с затуханием (*б*)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 755-763 DOI: 10.31897/PMI.2022.85
© С.А.Баталов, В.Е.Андреев, В.В.Мухаметшин, В.М.Лобанков, Л.С.Кулешова, 2022

консервативной системы вне этих областей имеет место незатухающий сложный процесс, а в случае диссипативной – затухающий процесс колебаний. На границе областей при этом наблюдается баланс энергии.

В одних и тех же областях ширина области неустойчивости меньше у диссипативной, чем у консервативной колебательной системы. С ростом номера области неустойчивости из-за более редкого вложения энергии в систему ($\varpi = 2\omega/n$ при $n = 1, 2, 3\ldots$) для получения той же ширины области возбуждения необходимо увеличить глубину модуляции реактивного параметра m.

Таким образом, полученные значения параметрического возбуждения без затухания (рис.4, *а*) могут служить основой петрофизического определения волновых свойств параметров кернов при метрологическом обеспечении исследований, а с затуханием – при определении параметров исследуемых сегментов КВП. Совместное использование методов силового и параметрического резонансов обуславливает выполнение заведомо достоверного прогнозирования параметров раздельных областей межскважинных удаленных зон.

Обсуждение результатов. На поздних стадиях РНЗ величины КИН пласта обуславливаются небольшим ростом [42, 43]. Поэтому для осцилляторов в различных точках I в КВП между НС и ДС погонные параметры $R_г \simeq \text{const}$ и $C_г \simeq \text{const}$. Выработанные области межскважинных зон характеризуются переменными значениями пьезопроводности, т.е. погонными пьезоиндуктивностями $L_г \simeq \text{var}$.

На рис.5 представлены эпюры $Э_1$ и $Э_2$ результатов исследований межскважинных зон в пространственной геометрии пласта ($Э_1$) и определении величин пьезопроводностей ($Э_2$).

Основой инструментальных средств рассматриваемых исследований является комплексная скважинная аппаратура, устанавливаемая в интервалах перфораций НС и ДС. Она состоит из скважинных преобразователей давления, температуры, расхода и обводненности нефти совместно с прибором пассивной шумометрии и гамма-аппаратурой при контроле трассирующих меток.

В результате исследований параметров КВП по схемам добротностей (см. рис.2, 3) определяются изношенные области межскважинных зон на основе методик силового резонанса с выделением областей A, B и C.

При переходе к исследованиям пласта на поздних стадиях разработки залежи в параметрическом резонансе определяются пространственно-временные координаты для определения точек тампонирования сегментов КВП в результате определения их пьезопроводностей. Исходя из этого, на эпюре $Э_2$ выявляются области различных пьезопроводностей для определения дальнейших операций тампонирования сегментов в функционирующих траекториях l КВП.

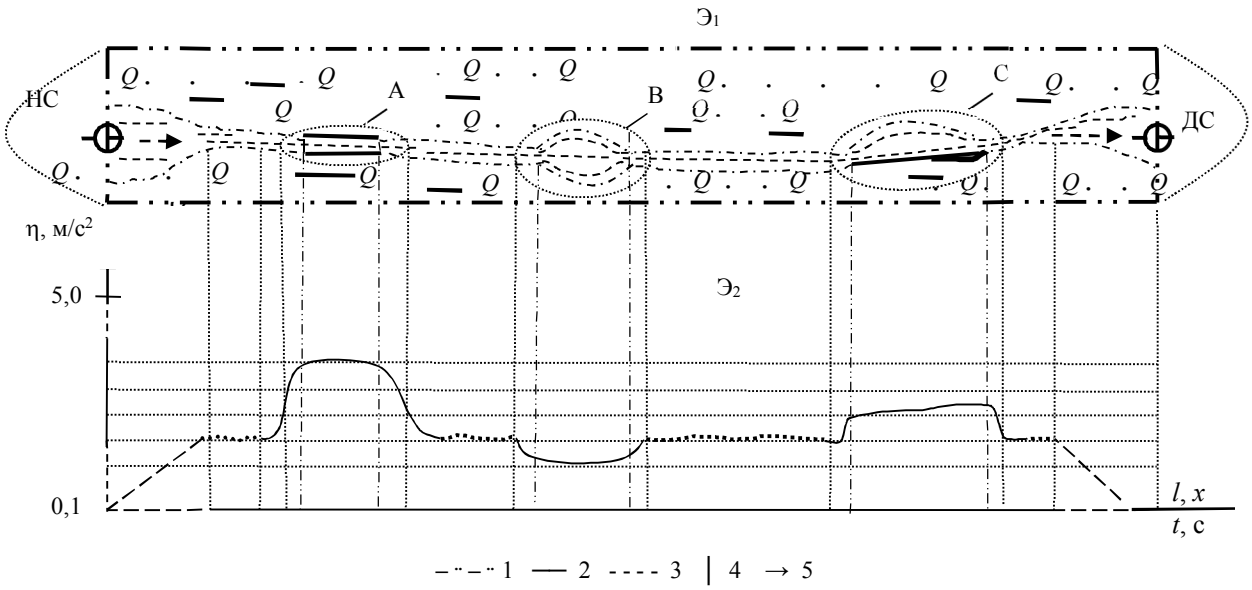


Рис.5. Эпюры результатов исследований межскважинных зон КВП (Q – остаточная нефтенасыщенность)

1 – контур эксплуатационного объекта залежи; 2 – карбонатные включения; 3 – фаза рабочего агента (воды); 4 – песчаник горной породы; 5 – направление потока флюидов

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Заключение. Использование силового резонанса приводит к эффекту «встряхивания» пласта с последующей разбивкой пленочной нефти и вовлечения ее в дальнейший процесс фильтрации. Это обуславливает необходимость контроля добротности контура в точечной области удаленной зоны КВП при возбужденном состоянии, а также дополнительной реализации условий параметрического резонанса.

Впервые для нефтепромысловой геофизики обоснована концепция метода пассивной шумометрии при контроле за РНЗ за счет измерений добротности контуров в точечных областях КВП межскважинных зон. Также впервые обоснуется использование измерений медленно меняющегося спектра амплитудно-частотной характеристики во время «схлопывания» резонансной области в исследуемой зоне.

Параметрическое возбуждение колебаний в контролируемой области КВП возможно только при изменении одного из энергоемких погонных параметров пьезоемкости $C_г$ в функции нефтенасыщенности или пьезоиндуктивности $L_г$ в функции пьезопроводности с терригенными, глинистыми и карбонатными породами продуктивных пластов.

Определение глубины модуляции реактивного параметра замещения погонной цепи КВП является решающим фактором в определении параметрического возбуждения не только для систем затухания в КВП, но и без затухания в метрологическом обеспечении анализа петрофизических свойств кернов.

На основе метода комплексных амплитуд (для тока пластовых давлений, разностей дебитов, импендансов) можно построить различные семейства резонансных кривых: амплитуды смещений (при перепаде дебитов на пьезоемкости исследуемого участка пласта), скорости (амплитуды тока пластовых давлений) и ускорений (амплитуды перепада дебитов на погонной пьезоиндуктивности участка КВП).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг, Хагай Д.Э., Игнатенко А.В.* Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 2. С. 181-187. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504

2. *Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.* О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 5. С. 140-146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644

3. *Яртиев А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С.* Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан. Казань: Ихлас, 2016. 191 с.

4. *Курбанова Г.Я., Гусева Д.Н.* Применение гидродинамических методов воздействия для оптимизации системы разработки на различных стадиях заводнения // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 76-79.

5. *Van Thang Nguyen, Rogachev M.K., Aleksandrov A.N.* A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the dragon field // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. Iss. 8. P. 663-3672. DOI: 10.1007/s13202-020-00976-4

6. *Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н.* Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 896-907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11

7. *Кривощеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А.* Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 587-595. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12

8. *Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш.* Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 57-65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7

9. *Aziz K., Settari A.* Petroleum Reservoir Simulation. Calgary, Alberta: Blitzprinr Lod., 2002. 477 p.

10. *Tongwen Jiang, Wei Yao, Xiongwei Sun et al.* Evalution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 200. № 108251. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108251

11. *Izotova V., Petrov D., Pankratova K., Pospehov G.* Research of acoustic characteristics and physical and mechanical properties of quaternary soils // Engineering and Mining Geophysics. Conference Proceedings. 2020. Vol. 2020. P. 1-7. DOI: 10.3997/2214-4609.202051130

12. *Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.* Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

13. *Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.* Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2019. № 2. С. 16-22. DOI: 10.5510/OGP20190200384

14. *Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э., Шустов Д.В.* О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 83-90. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83

15. *Fetkovich M.J., Vienot M.E., Bradley M.D., Kiesov U.G.* Decline Curve Analysis Using Type Curves – Case Histories // SPE Form Evaluation. 1987. Vol. 2. Iss. 4. P. 637-656. DOI: 10.2118/13169-PA

16. *Blassingeme T.A., Johnston J.L., Lee W.J.* Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method // SPE California Regional Meeting held, 5-7 April 1989, Hakerafieidi California. SPE 18799. P. 525-543. DOI: 10.2118/18799-MS

17. *Мардашов Д.В.* Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 667-677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6

18. *Mardashov D.V., Rogachev M.K., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.V.* Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 3. № 654. DOI: 10.3390/en14030654

19. *Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.* Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11

20. *Двойников М.В., Будовская М.Е.* Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4

21. *Григорьев Г.С., Салищев М.В., Сенчина Н.П.* О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 492-500. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.2

22. *Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифирова А.И.* Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 102-107. DOI: 10.18599/grs.2018.2.102-107

23. *Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С.* Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 356-368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5

24. *Prischepa O.M., Borovikov I.S., Nefedov Y.V. et al.* Modeling of conditions for the formation of hydrocarbon accumulation zones in the northwestern regions of the timan-pechora basin // Geomodel 2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 6-10 September 2021, Gelendzhik, Russia. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. Vol. 2021. P. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.202157097

25. *Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Котенёв Ю.А.* Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. № 3. С. 40-45. DOI: 10.5510/OGP20160300287

26. *Mason H.E., Smith M.M., Carroll S.A.* Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2019. Vol. 87. P. 19-26. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.05.008

27. *Decheng Zhang, Ranjith P.G., Perera M.S.A., Zhang C.P.* Influences of test method and loading history on permeability of tight reservoir rocks // Energy. 2020. Vol. 195. № 116902. DOI: 10.1016/j.energy.2020.116902

28. *Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И.* Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов. М.: Альянс, 2015. 680 с.

29. *Рабаев Р.У., Чибисов А.В., Котенев А.Ю. и др.* Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 40-46. DOI: 10.5510/OGP20210200494

30. *Хакимзянов И.Н., Мухаметшин В.Ш., Бахтизин Р.Н., Шешдиров Р.И.* Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 47-53. DOI: 10.5510/OGP20210200495

31. *Crichlow H.B.* Modern reservoir engineering – a simulation approach. New Jersey: Prentice-Hall Inc., 1977. 354 p.

32. *Ермеков Р.И., Меркулов В.П., Чернова О.С., Коровин М.О.* Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 299-304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299

33. *Batalov S.A., Andreev V.E., Lobankov V.M., Mukhametshin V.Sh.* Numerical simulation of oil formation with regulated disturbances. Oil recovery quality simulation // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1333. Iss. 3. № 032006. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006

34. *Batalov S.A.* Modeling of the Initial Parameters in the Adjustment of an Oil Recovery Process Control System. Part 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances // Chemical and Petroleum Engineering. Vol. 52. Iss. 7. P. 452-459. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6

35. *Бутиков Е.И.* Параметрический резонанс // Компьютерные инструменты в образовании. 2009. № 3. С. 18-36.

36. *Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Хафизов А.Р., Харина С.Б.* Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах // SOCAR Proceedings. 2016. № 3. С. 33-39. DOI: 10.5510/OGP20160300286

37. *Кочетков А.В., Фаттахов И.Г., Мухаметшин В.В. и др.* Математическая модель линейного и нелинейного повышения концентрации пропанта при проведении ГРП – решение для последовательной закачки ряда типов пропанта // Записки Горного института. 2022. Т. 254. № 2. С. 210-216. DOI: 10.31897/PMI.2022.10

38. *Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е.* Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 3. С. 55-61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61

39. *Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М. и др.* Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора // Недропользование. 2018. Т. 17. № 2. С. 123-135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3

40. *Pippard A.* The physics of vibration. England, Cambridge: Cambridge university press, 1989. 263 p.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

41. *Коротенко В.А., Грачёв С.И., Кушакова Н.П., Мулявин С.Ф.* Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование размера зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе // Записки Горного института. 2020. Т. 245. С. 569-581. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9

42. *Мухаметшин В.В.* Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // SOCAR Proceedings. 2020. № 4. С. 42-50. DOI: 10.5510/OGP20200400464

43. *Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T.* Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periodico Tche Quimica. 2018. Vol. 15. Iss. 30. P. 725-733.

Авторы: **С.А.Баталов,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0003-3624-9759* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*), **В.Е.Андреев,** *д-р техн. наук, профессор, https://orcid.org/0000-0003-4911-1759* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*), **В.В.Мухаметшин,** *д-р техн. наук, профессор, vv@of.ugntu.ru, https://orcid.org/0000-0003-3283-1047* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*), **В.М.Лобанков,** *д-р техн. наук, профессор, https://orcid.org/0000-0002-1887-4756* (*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия*), **Л.С.Кулешова,** *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0003-2975-3666* (*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0