УДК 622.692.24

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

IMPACT OF FORMATION NON-UNIFORMITY ON WELL TESTS

Вержбицкий Вячеслав Владимирович
старший преподаватель,
Северо-Кавказский федеральный университет

Гунькина Татьяна Александровна
кандидат технических наук, доцент
Северо-Кавказский федеральный университет

Чернова Виктория Владимировна
магистр,
Северо-Кавказский федеральный университет
Rangm26@yandex.ru

Verzhbicky Vyacheslav Vladimirovich
Senior Lecturer,
North Caucasus Federal University

Gun'kina Tatiana Aleksandrovna
Candidate of Engineering Sciences, Docent, Associate Professor,
North Caucasus Federal University

Chernova Viktoria Vladimirovna
Master in Oil-and-Gas Engineering,
North Caucasus Federal University
Rangm26@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы, связанные с влиянием неоднородности горных пород терригенного и магматического происхождения на результаты газогидродинамических исследований.

Показаны типовые индикаторные линии по скважинам Северо-Ставропольского ПХГ, имеющие отклонения от теоретической кривой за счет неоднородности пласта. По результатам анализа выявлены ряды аналогичных аномалий гидравлических характеристик пласта на отдельных эксплуатационных скважинах. Неоднородность пласта подтверждается данными исследований по профилям притока к скважинам месторождения Медвежье.

В статье приведены формулы для расчета условной толщины пласта и коэффициента проницаемости в неоднородном пласте. Выведена зависимость коэффициента вихревых сопротивлений β и коэффициента проницаемости k от принятой к расчету условной толщины неоднородного пласта.

В результате установлено, что газогидродинамические исследования не дают достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах неоднородных пластов.

Ключевые слова: неоднородность пласта, газогидродинамические исследования, индикаторная кривая, коэффициент проницаемости, коэффициента вихревых сопротивлений.

Annotation. The issues linked with the impact of non-uniformity of terrigenous and magmatic rocks on well tests are discussed in the paper.

Sample indicator curves for the wells of North Stavropol Underground Gas Storage are studied; deviations of these curves from the standard curves caused by formation non-uniformity are analyzed. The analysis revealed a series of similar abnormal hydraulic properties of a formation at some production wells.Formation non-uniformity is confirmed by the study of fluid movement profiles to the wells at Medvezhie field. Formulas to calculate formation fictitious thickness and permeability coefficient are given in the paper.

A dependence of inertia resistance factor β and permeability coefficient k on the assumed in calculations fictitious thickness of a non-uniform formation is derived.

The results show that well tests do not provide reliable information on formation porosity and permeability properties.

Keywords: formation non-uniformity, well tests, indicator curve, permeability coefficient, inertia resistance factor.

Все горные породы терригенного и магматического происхождения являются неоднородными по различным причинам:

– неоднородность по литологическому составу (например, песчаники глинизированные, песчаники слабосцементированные);

– неоднородность, связанная с тектоническими подвижками земной коры с образованием трещин и разломов (например, известняки, мергели, доломиты, гранитоиды);

– неоднородность, связанная с выщелачиванием и образованием каверн (например, кавернозные известняки, рифогенные известняки).

Неоднородность пласта подтверждается изменением фильтрационно-емкостных свойств от скважины к скважине, вскрывших нефтяную или газовую залежь.

В общем случае, лабораторные исследования кернов неоднородных пластов дают существенный разброс данных по пористости, трещиноватости и проницаемости из-за распространения неоднородности по всем трем направлениям. При газогидродинамических исследованиях пласта в зоне его дренирования скважиной, получают информацию о среднем значении фильтрационно-емкостных

свойств пласта по всей зоне. Наличие неоднородности пласта отражается на форме индикаторных линий и кривых стабилизации давления.

На рисунке 1 показаны типовые индикаторные линии по скважинам Северо–Ставропольского ПХГ, имеющие отклонения от теоретической кривой за счет неоднородности пласта.

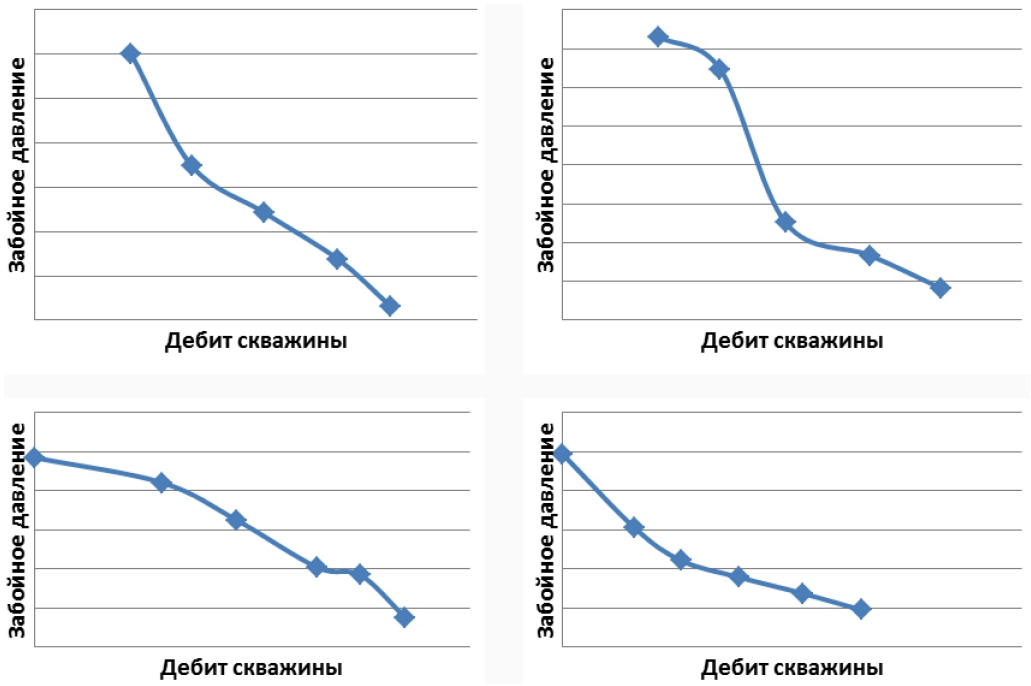

Рисунок 1 – Типовые индикаторные линии по скважинам Северо–Ставропольского ПХГ, имеющие отклонения от теоретической кривой за счет неоднородности пласта

Анализ результатов газодинамических исследований по многим подземным хранилищам газа выявил ряд аномалий индикаторной линии (гидравлической характеристики пласта) в координатах $P_{заб} – Q_0$:

– по отдельным точкам (режимам) исследования;

– по форме индикаторной линии (выпуклость вверх или выпуклость вниз – отрицательные значения коэффициента В);

– по несовпадению замеренного пластового давления Рпл.зам с расчетным давлением, соответствующим индикаторной линии в форме квадратичной параболы Рпл.расч.;

– по расположению точек в начале и в конце индикаторной линии.

Наиболее ярко неоднородность проявляется при исследовании многопластовых залежей нефти и газа, имеющих общий интервал по всем пропласткам. На рисунке 2 показано изменение расхода газа по всем пропласткам газоконденсатной залежи месторождение Медвежье [2], имеющим различную неоднородность по литологии.

Следует отметить, что при такой неоднородности отмечаются перетоки нефти или газа из одного пропластка в другой.

При обработке данных газодинамических исследований используют уравнение притока газа из пласта к скважине:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = AQ_o + BQ_0^2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление на границе зоны дренирования пласта скважиной; $P_{заб}$ – давление на забое скважины; Q_0 – дебит газа при нормальных условиях; A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

В уравнении (1) имеется много неизвестных параметров. Это, прежде всего, пластовое давление, замеряемое на забое скважины после длительного её простоя. Затем, неизвестна граница зоны дренирования пласта скважиной, радиус которой $R_к$ обычно принимается равным половине расстояния между скважинами принятой сетки скважин.

Коэффициенты сопротивления A и B включают в себя тот же радиус зоны дренирования $R_к$, коэффициент проницаемости горной породы k, толщину пласта h и коэффициент вихревых сопротивлений β.

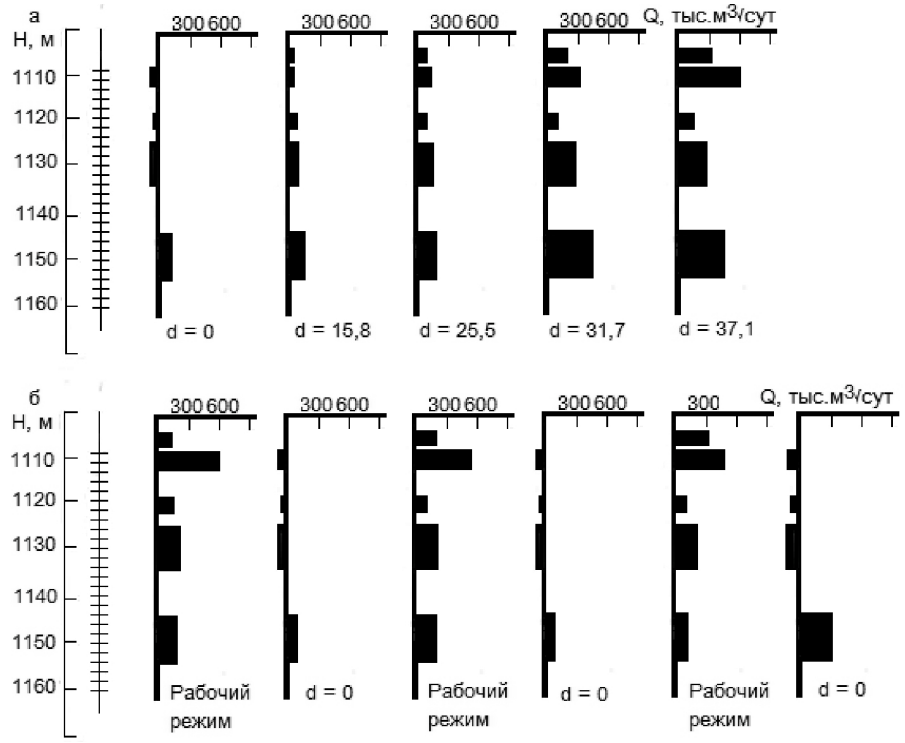

Рисунок 2 – Профили притока к скважине месторождения Медвежье при различных режимах эксплуатации

Толщина пласта может иметь различные значения [1]:

– общая толщина пласта $h_{общ}$ – толщина пласта от кровли до подошвы;

– вскрытая толщина $h_{вск}$ – толщина пласта, вскрытая бурением, или перфорацией, или перекрытая гравийным фильтром;

– газонасыщенная толщина пласта $h_г$ – толщина пласта, насыщенная газом;

– работающая толщина пласта $h_{раб}$ – включает газоотдающие и газопринимающие интервалы.

Исследования взаимодействия скважин методом гидропрослушивания и (или) трассирования на Северо–Ставропольском ПХГ, хадумский горизонт, слабосцементированные песчаники, показали наличие протяженных каналов фильтрации высокой проницаемости.

При выборе расчетной толщины пласта возникают затруднения, поэтому нужно использовать данные геофизических исследований, термометрии, дебитометрии.

Для расчета толщины пласта и коэффициента проницаемости в неоднородном пласте для гидродинамически совершенной скважины предлагаются формулы:

– условно работающая толщина пласта

$$h_{усл} = \sqrt[3]{\beta^2 \frac{b^2}{a} \cdot \frac{A}{B^2}}\ ; \tag{2}$$

– условный коэффициент проницаемости

$$k_{усл} = \frac{a}{A \cdot h}\ , \tag{3}$$

где a и b – коэффициенты учитывающие свойства добываемых флюидов (плотность и динамическую вязкость) и геометрию зоны дренирования пласта скважиной.

Зависимость коэффициента вихревых сопротивлений β и коэффициента проницаемости k от принятой к расчету толщины неоднородного пласта показана на рисунке 3.

В трещинных карбонатных коллекторах нефтяных залежей неоднородность горной породы характеризуется наличием трещин различной ориентации и протяженности. Для оценки степени неоднородности используют различные способы гидропрослушивания и трассирования. Это позволяет управлять системой заводнения залежи нефти, контролировать и регулировать фильтрационные потоки от нагнетательных скважин к добывающим.

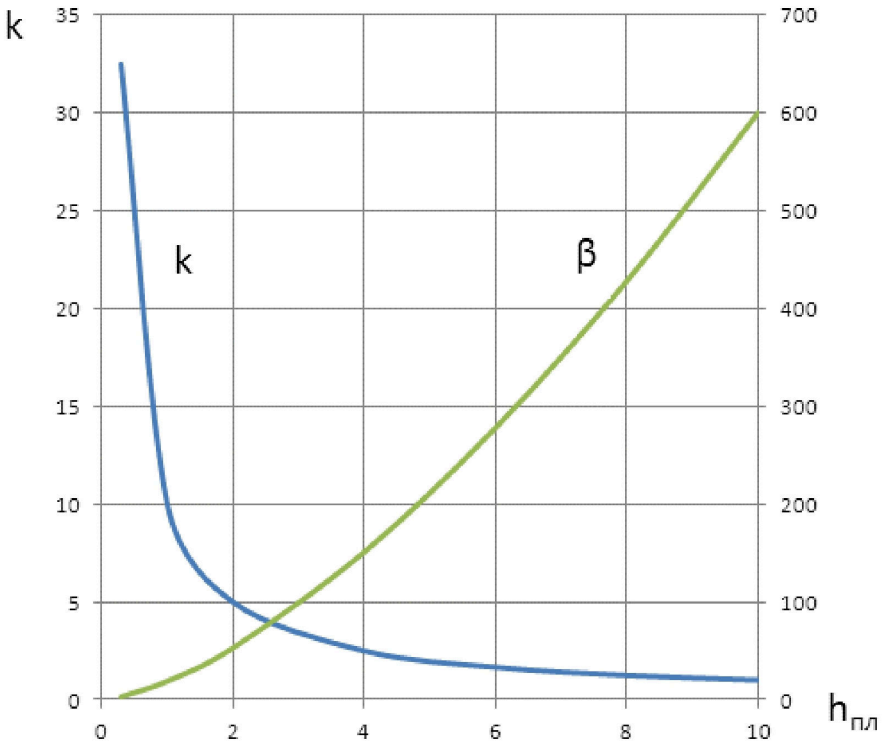

Рисунок 3 – Зависимость коэффициента вихревых сопротивлений и коэффициента проницаемости от толщины пласта *h*

Таким образом, результаты обработки газогидродинамических исследований не дают достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах неоднородного пласта.

Литература:

1. Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора: / В.А. Васильев, Д.В. Гришин, Г.С. Голод и др. – М. : ТПС Принт, 2016. – 264 с.
2. Ермилов О.М. Разработка крупных газовых месторождений в неоднородных коллекторах / О.М. Ермилов, В.Н. Маслов, Е.М. Нанивский. – М. : Недра, 1987. – 207 с.

References:

1. Theoretical and Practical Aspects of Underground Gas Storage Operation under Conditions of Formation Failure / V.A. Vasiliev, D.V. Grishin, G.S. Golod et al. – M. : TPS Print, 2016. – 246 p.
2. Development of Major Gas Fields in Non-Uniform Reservoirs / O.E. Ermilov, V.N. Maslov, E.M. Nanivsky. – M. : Nedra, 1987. – 207 p.